



TESIS PM-147501

**MANAJEMEN RISIKO PIPA MIGAS BAWAH LAUT
DAMPAK JALUR PELAYARAN KAPAL PETI KEMAS
PATIMBAN MENGGUNAKAN METODE KENT
MUHLBAUER DAN *ANALYTIC HIERARCHY
PROCESS* (AHP) DI LAPANGAN ARJUNA**

DJODI KUSUMA
9115201711

DOSEN PEMBIMBING
Prof. Dr. Ir. Udisubakti Ciptomulyono, MEngSc

DEPARTEMEN MANAJEMEN TEKNOLOGI
BIDANG KEAHLIAN MANAJEMEN INDUSTRI
FAKULTAS BISNIS DAN MANAJEMEN TEKNOLOGI
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2017

LEMBAR PENGESAHAN

Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar
Magister Manajemen Teknologi (M.MT)
di
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

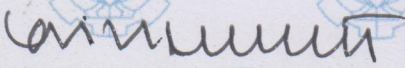
Oleh:


DJODI KUSUMA

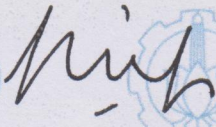
NRP. 9115201711

Tanggal Ujian : 19 Juni 2017
Periode Wisuda : September 2017


Disetujui oleh:

1. 
Prof. Dr. Ir. Udisubakti Ciptomulyono, MEngSc (Pembimbing)
NIP: 195903181987011001

2. 
Dr. Ir. Bustanul Arifin Noer, Msc (Penguji)
NIP: 195904301989031001

3. 
Prof. (Riset) Dr. Ir. Buana Ma'ruf, Msc. (Penguji)
NIP: 196110151987031003

Dekan Fakultas Bisnis dan Manajemen Teknologi,



Prof. Dr. Ir. Udisubakti Ciptomulyono, MEngSc
NIP: 195903181987011001

**MANAJEMEN RISIKO PIPA MIGAS BAWAH LAUT
DAMPAK JALUR PELAYARAN KAPAL PETI KEMAS
MENGUNAKAN METODE KENT MUHLBAUER DAN
ANALYTIC HIERARCHY PROCESS (AHP)
DI LAPANGAN ARJUNA**

Nama Mahasiswa : Djodi Kusuma
NRP : 9115201711
Pembimbing : Prof. Dr. Ir. Udisubakti Ciptomulyono, MEngSc

ABSTRAK

Penelitian ini difokuskan pada manajemen risiko terhadap tiga buah pipa migas bawah laut di lapangan Arjuna ONWJ (*Offshore North West Java*), yang melintang di jalur baru pelayaran kapal peti kemas Pelabuhan Patimban. Pipa-pipa tersebut adalah dua buah pipa saluran minyak mentah berukuran 16 inch dan satu buah pipa saluran gas berukuran 10 inch. Potensi bahaya yang mungkin terjadi berasal dari *drop object*, *dragged anchor*, dan *sinking ship* dimana risikonya adalah dapat menyebabkan terhentinya produksi migas, kebocoran hidrokarbon, kebakaran, kecelakaan dan bahkan kematian manusia. Penilaian risiko dan pengambilan keputusan merupakan langkah yang sangat penting pada proses manajemen risiko, dan dibutuhkan metodologi yang sistematis karena kriteria yang muncul bersifat kualitatif dan juga saling bertolak belakang. Beberapa kriteria pemilihan pengendalian risiko yang teridentifikasi pada kasus ini adalah faktor biaya, keandalan, keselamatan manusia & lingkungan, efektifitas, kemudahan pengerjaan, keberlangsungan produksi, dan pemeliharaan lanjutan. Untuk itu penelitian ini mengkombinasikan metode penilaian risiko Kent Muhlbauer dengan metode pengambilan keputusan multi kriteria *Analytic Hierarchy Process* (AHP). Metode semi kuantitatif Muhlbauer menjadi pedoman dalam melakukan analisis risiko berdasarkan pada faktor-faktor kegagalan sistem perpipaan bawah laut dengan empat indeksinya yaitu *Third-party Damage Index*, *Corrosion Index*, *Design Index*, dan *Incorrect Operations Index*. Kemudian dikombinasikan dengan metode pengambilan keputusan multikriteria AHP untuk memilih alternatif terbaik pengendalian risiko kegagalan sistem perpipaan bawah laut lapangan Arjuna. Hasil kombinasi perhitungan dua metode ini kemudian menghasilkan pemilihan alternatif pengendalian risiko terbaik yaitu penguatan eksternal pipa dengan penambahan *concrete mattress*. Mengalahkan alternatif lainnya yaitu penguatan dengan *rock beam*, *buried*, *relocation*, atau pipa dibiarkan saja. Dengan hasil penelitian ini tingkat risiko menjadi berkurang dan diharapkan risiko dapat dikendalikan sehingga kegiatan operasi-produksi lapangan Arjuna dan operasi Pelabuhan Patimban dapat berjalan dengan aman dan selamat.

Kata Kunci: AHP, Kent Muhlbauer, Risk Management, Subsea Pipeline.

RISK MANAGEMENT OF SUBSEA PIPELINES IMPACT OF CONTAINER SHIPPING VESSELS USING THE METHOD OF KENT MUHLBAUER AND ANALYTIC HIERARCHY PROCESS (AHP) AT ARJUNA FIELD

Name of Student : Djodi Kusuma
NRP : 9115201711
Counselor : Prof. Dr. Ir. Udisubakti Ciptomulyono, MEngSc

ABSTRACT

This research focused on risk management of three oil & gas subsea pipelines at Arjuna field, Offshore North West Java, that lie across the new shipping lane of container shipping vessel of the Patimban port, West Java. These three pipelines are two 16 inch crude oil pipelines and one 10 inch gas pipeline. The present of container shipping vessels cannot be avoided and is potentially hazards of drop object, drag anchors, and sinking ship which can interrupt of oil and gas production, cause hydrocarbon leaks, fires, accidents and even fatality. Risk assessment and its treatment are very important steps in the risk management process. A systematic methodology is required because the criteria that appear are qualitative and some contradictory. Some criterias in selecting the alternatives of risk control of subsea pipeline are Cost, Reliability, Human & Environmental Safety, Effectiveness, Ease of Completion, Production Sustainability, and Continual Maintenance. For this purpose a combination of Kent Muhlbauer method for risk assessment and Multi-Criteria Analytic Hierarchy Process (AHP) for decision making is utilized. Muhlbauer semi-quantitative methods as a guideline in conducting pipeline risk analysis is based on factors relating to the failure of the underwater piping system with four indices, namely Third Party Damage Index, Corrosion Index, Design Index and Incorrect Operations Index. It is then combined with the AHP method to select the best alternative prevention or mitigation plan against the failure of the Arjuna field subsea pipelines system. The risk assessment result shows that 16” MOL FPRO-ECOM pipeline is high risk from third party damage, specifically in KP 16-20. The priority ranking result from AHP process shows that installation of concrete mattress as pipeline strengthened is the best alternative of pipeline protection system compared to installation of rock beam, pipeline buried, pipeline relocation, and stay just as it is. By choosing this best alternative, it is proved that the risk can be lower to medium category or as low as reasonable practicable (ALARP), so it is expected that the operation and production activities of Arjuna field and the operation of the Patimban Port can run safely.

Keywords: AHP, Kent Muhlbauer, Risk Management, Subsea Pipeline.

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Allah SWT sehingga penulis dapat menyelesaikan Tesis ini sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Manajemen Teknik pada Bidang Keahlian Manajemen Industri, Fakultas Bisnis dan Manajemen Teknologi, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya, dengan Judul:

“Manajemen Risiko Pipa Migas Bawah Laut Dampak Jalur Pelayaran Kapal Peti Kemas Menggunakan Metode Kent Muhlbauer Dan *Analytic Hierarchy Process* (AHP) Di Lapangan Arjuna”

Dalam penulisan Tesis ini penulis banyak mendapatkan bantuan, saran, dan dukungan dari berbagai pihak. Oleh sebab itu, ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya penulis ucapkan kepada:

1. Prof. Dr. Ir. Udisubakti Ciptomulyono, MEngSc selaku pembimbing yang telah memberikan dukungan dan saran, serta telah bersedia meluangkan waktu untuk membimbing menjelaskan dan mengarahkan demi penulisan Tesis yang lebih baik dan bermanfaat dalam perkembangan ilmu pengetahuan.
2. Dr. Ir. Bustanul Arifin Noer, Msc dan Prof. Dr. Ir. Buana Ma'ruf, Msc yang telah bersedia menjadi penguji pada sidang Tesis ini. Terima kasih untuk masukan dan sarannya.
3. Terima kasih tak terhingga untuk keluarga tercinta, istri, anak, menantu dan cucu, atas doa, perhatian dan dukungan moral demi terselesaikannya Tesis ini. Semoga menjadi amal ibadah dan kebaikan bagi kita semua.
4. Terima kasih untuk Dosen dan Staf akademik Manajemen Teknologi Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya atas ilmu, pendidikan, bimbingan dan bantuan yang telah diberikan. Semoga amal ibadah Bapak/Ibu mendapat balasan yang setimpal dari Allah SWT.

5. Terima kasih untuk rekan-rekan seperjuangan Magister Manajemen Teknologi ITS Kelas Kerjasama ITS-Pertamina Jakarta tahun 2015, yang telah berjuang bersama menuntut ilmu diantara kesibukan pekerjaan dan rela meninggalkan keluarga.
6. Terimakasih untuk Margaretha Thaliharjanti, Firmansyah, serta para nara sumber ahli lainnya atas bantuan, informasi, masukan serta saran dalam melengkapi penulisan Tesis ini.
7. Terima kasih untuk seluruh pihak yang telah membantu demi kelancaran penulisan Tesis ini.

Semoga Tesis ini dapat memberikan manfaat bagi perkembangan ilmu pengetahuan pada umumnya dan bagi mahasiswa Jurusan Magister Manajemen Teknologi ITS pada khususnya.

Surabaya, Juni 2017

Penulis

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN	i
ABSTRAK	i
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	v
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR GAMBAR	xiii
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang Masalah	1
1.2. Perumusan Masalah	5
1.3. Tujuan Penelitian	5
1.4. Manfaat Penelitian	5
1.5. Ruang Lingkup Penelitian	6
BAB 2 KAJIAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI	9
2.1. Profil Perusahaan dan Lapangan Produksi ONWJ	9
2.2. Gambaran Umum Peti Kemas dan Keselamatan Kapal	12
2.3. Gambaran Umum Sistem Pipa Migas Bawah Laut	17
2.4. Konsep Manajemen Risiko	19
2.5. Penilaian Risiko Sistem Perpipaan	21
2.5.1 <i>Matrix Model</i>	23
2.5.2 <i>Probabilistic Model</i>	24
2.5.3 Metode Indeks Kent Muhlbauer	27
2.5.4 Pemilihan Metode Penilaian Risiko	30
2.6. Pengambilan Keputusan untuk Pengendalian Risiko	31
2.6.1 Proses Pengambilan Keputusan	32
2.6.2 <i>Analytic Hierarchy Process (AHP)</i>	34
BAB 3 METODE PENELITIAN	41
3.1. Desain Penelitian	41
3.2. Metode Pengumpulan Data	44
3.3. Pengolahan dan Analisis Data	44
3.3.1 Penilaian Risiko dengan Metode Ken Muhlbauer	44
3.3.1.1 <i>Probability Assessment</i>	45
3.3.1.2 Penilaian Konsekuensi	49
3.3.1.3 Perhitungan Relative Risk	52
3.3.1.4 Evaluasi Risiko	53

3.3.2	Pengendalian Risiko dengan Metode AHP	55
3.3.2.1	Dekomposisi Masalah	56
3.3.2.2	Penilaian / Pembobotan.....	56
3.3.2.3	Penyusunan Matriks Perbandingan Berpasangan	57
3.3.2.4	Menghitung <i>Priority Vector</i> dan Uji Konsistensi	57
3.3.2.5	Menghitung <i>Priority Ranking</i>	60
3.3.2.6	Sistesis dari prioritas	60
3.3.2.7	Analisis Sensitivitas	61
3.3.3	Penilaian Risiko Setelah Pengendalian Risiko	61
3.4.	Waktu dan Lokasi Penelitian	61
BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN		63
4.1	Pelabuhan Peti Kemas Patimban	63
4.2	Operasi Produksi Lapangan Arjuna	68
4.3	Analisis Risiko dengan Metode Kent Mulhbauser	71
4.3.1	Perhitungan dan Analisis <i>Probability of Failure</i>	72
4.3.1.1	Penilaian <i>Third Party Damage Index</i>	72
4.3.1.2	Penilaian <i>Corrosion Index</i>	77
4.3.1.3	Penilaian <i>Design Index</i>	81
4.3.1.4	Penilaian <i>Incorrect Operations Index</i>	85
4.3.2	Perhitungan dan Analisis <i>Consequence of Failure</i>	91
4.3.3	Perhitungan <i>Relative Risk</i> (Risiko Relatif).....	92
4.3.4	Evaluasi Risiko	93
4.4	Pengendalian Risiko dengan Metode Analytic Hierarchy Process.....	95
4.4.1	Penentuan Alternatif Pengendalian Risiko Pipa Lapangan Arjuna	95
4.4.2	Kriteria Alternatif Pengendalian Risiko Pipa Bawah Laut.....	100
4.4.3	Pembobotan Menggunakan Metode Expert Judgement	101
4.4.3.1	Pembobotan Kriteria Pengendalian Risiko Pipa Bawah Laut	103
4.4.3.2	Pembobotan Alternatif Pada Kriteria <i>Cost</i>	104
4.4.3.3	Pembobotan Alternatif Pada Kriteria <i>Effectiveness</i>	105
4.4.3.4	Pembobotan Alternatif Pada Kriteria <i>Reliability</i>	106
4.4.3.5	Pembobotan Alternatif Pada Kriteria <i>Safety</i>	106
4.4.3.6	Pembobotan Alternatif Pada Kriteria <i>Construction</i>	107
4.4.3.7	Pembobotan Alternatif Pada Kriteria <i>Maintenance</i>	107
4.4.3.8	Pembobotan Alternatif Pada Kriteria <i>Shutdown Production</i>	108
4.4.4	Analisis Hasil <i>Pairwise Comparison</i> dan <i>Priority Ranking</i>	109
4.4.4.1	Perbandingan Berpasangan Kriteria.....	109
4.4.4.2	Perbandingan Berpasangan Alternatif Kriteria Biaya.....	110
4.4.4.3	Perbandingan Berpasangan Alternatif Kriteria Efektifitas.....	112
4.4.4.4	Perbandingan Berpasangan Alternatif Kriteria Keandalan	113
4.4.4.5	Perbandingan Berpasangan Alternatif Kriteria Keselamatan	114

4.4.4.6	Perbandingan Berpasangan Alternatif Kriteria Pengerjaan ...	116
4.4.4.7	Perbandingan Berpasangan Alternatif Kriteria Pemeliharaan	117
4.4.4.8	Perbandingan Berpasangan Alternatif Kriteria Shutdown.....	118
4.4.5	Analisis Hasil <i>Priority Ranking</i> Pemilihan Alternatif	120
4.4.6	Analisis Sensitivitas	122
4.4.7	Analisis Manajemen Risiko Pipa Migas Bawah Laut.....	127
4.5	Analisa Penggunaan Metode Ken Muhlbauer dan AHP	131
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN		133
5.1	Kesimpulan.....	133
5.2	Saran	134
DAFTAR PUSTAKA		135
BIODATA PENULIS		143
LAMPIRAN I PEDOMAN SKORING METODE KENT MUHLBAUER.....		- 1 -
LAMPIRAN II HASIL KUESIONER PEMBERIAN NILAI PEMBOBOTAN KRITERIA DAN ALTERNATIF		- 19 -
LAMPIRAN III HASIL ANALISIS PEMILIHAN PENGENDALIAN RISIKO PIPA MIGAS METODE AHP DENGAN SOFTWARE EXCEL		- 29 -
LAMPIRAN IV HASIL PERHITUNGAN AHP MENGGUNAKAN SOFTWARE <i>EXPERT CHOICE</i>		- 49 -
LAMPIRAN V HASIL PERHITUNGAN PENILAIAN RISIKO METODE KENT MUHLBAUER DENGAN SOFTWARE EXCEL		- 67 -

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Perbandingan Model Penilaian Risiko	31
Tabel 2.2 Jenis-jenis Sistem Proteksi Pipa Bawah Laut	39
Tabel 3.1 Variabel <i>Third-party Damage Index</i>	46
Tabel 3.2 Variabel <i>Corrosion Index</i>	46
Tabel 3.3 Variabel <i>Design Index</i>	47
Tabel 3.4 Variabel <i>Incorrect Operations Index</i>	48
Tabel 3.5 Penilaian Dampak Lingkungan Terhadap Receptor	50
Tabel 3.6 Penilaian Tumpahan dan Pola Penyebaran Produk.....	50
Tabel 3.7 Penilaian Dampak Terhadap Keamanan Personel	51
Tabel 3.8 Penilaian Dampak Terhadap Kehilangan Produksi Perusahaan	52
Tabel 3.9 <i>Ratio Index</i>	60
Tabel 4.1 Data dan Spesifik Pipa yang Diteliti	69
Tabel 4.2 Perhitungan Energi Jangkar Terhadap Pipa Bawah Laut.....	71
Tabel 4.3 <i>Third Party Damage Index</i> Pipa 16” MOL FPRO – ECOM	72
Tabel 4.4 <i>Third Party Damage Index</i> Pipa 16” MOL FFA – UPRO	73
Tabel 4.5 <i>Third Party Damage Index</i> Pipa 10” MGL FPRO – ECOM	73
Tabel 4.6 Penilaian per KP <i>Third Party Damage Pipa 16” MOL FPRO–ECOM</i> 74	
Tabel 4.7 Penilaian per KP <i>Third Party Damage Pipa 16” MOL FFA–UPRO</i> ... 74	
Tabel 4.8 Penilaian per KP <i>Third Party Damage Pipa 10” MGL FPRO–ECOM</i> 75	
Tabel 4.9 Frekuensi Kerusakan Pipa Berdasarkan Kategori Diameter.....	76
Tabel 4.10 <i>Corrosion Index</i> Pipa 16” MOL FPRO – ECOM.....	77
Tabel 4.11 <i>Corrosion Index</i> Pipa 16” MOL FFA – UPRO	78
Tabel 4.12 <i>Corrosion Index</i> Pipa 10” MGL FPRO – ECOM.....	78
Tabel 4.13 Penilaian per KP <i>Corrosion Index</i> Pipa 16” MOL FPRO – ECOM... 79	
Tabel 4.14 Penilaian per KP <i>Corrosion Index</i> Pipa 16” MOL FFA – UPRO 79	
Tabel 4.15 Penilaian per KP <i>Corrosion Index</i> Pipa 10” MGL FPRO – ECOM... 80	
Tabel 4.16 <i>Design Index</i> Pipa 16” MOL FPRO – ECOM.....	82
Tabel 4.17 <i>Design Index</i> Pipa 16” MOL FFA – UPRO.....	82
Tabel 4.18 <i>Design Index</i> Pipa 10” MGL FPRO – ECOM	82
Tabel 4.19 Penilaian per KP <i>Design Index</i> Pipa 16” MOL FPRO – ECOM.....	83

Tabel 4.20 Penilaian per KP <i>Design Index</i> Pipa 16” MOL FFA – UPRO	83
Tabel 4.21 Penilaian per KP <i>Design Index</i> Pipa 10” MGL FPRO – ECOM	83
Tabel 4.22 <i>Incorrect Operations Index</i> Pipa 16” MOL FPRO – ECOM.....	86
Tabel 4.23 <i>Incorrect Operations Index</i> Pipa 16” MOL FFA – UPRO.....	87
Tabel 4.24 <i>Incorrect Operations Index</i> Pipa 10” MGL FPRO – ECOM.....	88
Tabel 4.25 Penilaian per KP <i>Incorrect Ops. Index</i> 16”MOL FPRO–ECOM.....	89
Tabel 4.26 Penilaian per KP <i>Incorrect Ops. Index</i> 16”MOL FFA–UPRO	89
Tabel 4.27 Penilaian per KP <i>Incorrect Ops. Index</i> 16”MGL FPRO–ECOM.....	89
Tabel 4.28 Perhitungan <i>Consequence of Failure</i> atau <i>Leak Impact Factor</i>	91
Tabel 4.29 Nilai <i>Relative Risk</i> ketiga pipa	92
Tabel 4.30 Nilai <i>Relative Risk</i> per KP	93
Tabel 4.31 Penilaian Risiko Seluruh Pipa	93
Tabel 4.32 Kriteria Alternatif Pengendalian Risiko Pipa Bawah Laut.....	100
Tabel 4.33 Skala Perbandingan (Saaty, 2008).....	102
Tabel 4.34 Koresponden Ahli Untuk Pembobotan Kriteria dan Alternatif.....	102
Tabel 4.35 Pembobotan Kriteria.....	104
Tabel 4.36 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Biaya.....	105
Tabel 4.37 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Efektifitas.....	105
Tabel 4.38 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Keandalan	106
Tabel 4.39 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Keselamatan.....	107
Tabel 4.40 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Pengerjaan	107
Tabel 4.41 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Pemeliharaan	108
Tabel 4.42 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Shutdown Produksi.....	108
Tabel 4.43 Pembobotan Kriteria Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa	110
Tabel 4.44 Nilai Pembobotan Alternatif - Kriteria Biaya	111
Tabel 4.45 <i>Priority Vector</i> Alternatif - Kriteria Efektifitas.....	113
Tabel 4.46 <i>Priority Vector</i> Alternatif - Kriteria Keandalan	114
Tabel 47 <i>Priority Vector</i> Alternatif - Kriteria Keselamatan.....	115
Tabel 4.48 <i>Priority Vector</i> Alternatif - Kriteria Pengerjaan.....	117
Tabel 4.49 <i>Priority Vector</i> Alternatif - Kriteria Pemeliharaan.....	118
Tabel 4.50 <i>Priority Vector</i> Alternatif - Kriteria <i>Shutdown Production</i>	119
Tabel 4.51 <i>Priority Ranking</i> Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa Bawah Laut	121

Tabel 4.52 Penilaian baru <i>Third Party Damage</i> Pipa 16” MOL FPRO–ECOM	128
Tabel 4.53 Penilaian awal <i>Third Party Damage</i> Pipa 16” MOL FPRO–ECOM	129
Tabel 4.54 Risk Matrix Sebelum dan Sesudah Pengendalian Risiko	130

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Wilayah Kerja ONWJ	12
Gambar 2.2 Spesifikasi Eksternal Dimensi <i>Dry Freight Container</i>	13
Gambar 2.3 Spesifikasi <i>Dry Freight Container</i>	13
Gambar 2.4 Perkembangan Ukuran Kapal Kargo dari Tahun 1968 – 2018	16
Gambar 2.5 Metode Pemasangan Pipa Bawah Laut	18
Gambar 2.6 Proses Manajemen Risiko ISO 31000:2009 Klausul 5	19
Gambar 2.7 Skema <i>Bathup Curve</i> Terkait Integritas Komponen Pipa	23
Gambar 2.8 Bentuk <i>Risk Matrix</i>	24
Gambar 2.9 <i>Probabilistic Model flowchart</i>	25
Gambar 2.10 Batasan Penilaian Risiko DNV-RP- F107	26
Gambar 2.11 Matriks Risiko <i>Probabilistic Model</i>	27
Gambar 2.12 <i>Risk Assessment Flowchart</i> dari metode Ken Muhlbauer	28
Gambar 2.13 Tahapan Proses Pengambilan Keputusan Rasional.....	33
Gambar 2.14 Skema <i>Analytic Hierarchy Process</i>	35
Gambar 2.15 Persamaan Matriks <i>Analytic Hyrarchy Process</i> (AHP)	35
Gambar 2.16 Proses Analisis Hirarki – AHP	37
Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian	43
Gambar 3.2 Kualitatif Kriteria Risiko ONWJ.....	54
Gambar 3.3 Hirarki Umum Pengendalian Risiko Sistem Proteksi Pipa	56
Gambar 3.4 Matrik Perbandingan Berpasangan	57
Gambar 3.5 Perbandingan Berpasang Ternormalisasi	58
Gambar 3.6 Perhitungan <i>Eigen Factor</i> (λ)	59
Gambar 4.1 Lokasi Pelabuhan Patimban, Kabupaten Subang, Jawa Barat	65
Gambar 4.2 Demand Peti Kemas Pelabuhan Patimban 2019 – 2037	68
Gambar 4.3 Lokasi Pipa Bawah Laut Lapangan Arjuna pada Jalur Pelayaran	70
Gambar 4.4 Evaluasi Risiko dalam <i>Risk Matrix</i>	94
Gambar 4.5 Perlindungan Dengan Concrete Mattress	97
Gambar 4.6 Perlindungan dengan Rock Beam	98
Gambar 4.7 <i>Buried Subsea Pipeline</i>	99

Gambar 4.8 Hirarki Proses Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa Bawah Laut...	101
Gambar 4.9 Perbandingan Berpasangan Kriteria	109
Gambar 4.10 <i>Priority Vector</i> Perbandingan Berpasangan Kriteria.....	110
Gambar 4.11 Perbandingan Berpasangan Alternatif - Kriteria Biaya.....	111
Gambar 4.12 <i>Priority Vector</i> Alternatif - Kriteria Biaya.....	111
Gambar 4.13 Perbandingan Berpasangan Alternatif - Kriteria Efektifitas.....	112
Gambar 4.14 <i>Priority Vector</i> Alternatif - Kriteria Efektifitas	112
Gambar 4.15 Perbandingan Berpasangan Alternatif - Kriteria Keandalan	113
Gambar 4.16 <i>Priority Vector</i> Alternatif - Kriteria Keandalan.....	114
Gambar 4.17 Perbandingan Berpasangan Alternatif - Kriteria Keselamatan.....	115
Gambar 4.18 <i>Priority Vector</i> Alternatif - Kriteria Keselamatan	115
Gambar 4.19 Perbandingan Berpasangan Alternatif - Kriteria Pengerjaan.....	116
Gambar 4.20 <i>Priority Vector</i> Alternatif - Kriteria Pengerjaan.....	116
Gambar 4.21 Perbandingan Berpasangan Alternatif - Kriteria Pemeliharaan.....	117
Gambar 4.22 <i>Priority Vector</i> Alternatif - Kriteria Pemeliharaan.....	118
Gambar 4.23 Perbandingan Berpasangan Alternatif - Kriteria <i>Shutdown</i>	119
Gambar 4.24 <i>Priority Vector</i> Alternatif - Kriteria <i>Shutdown Production</i>	119
Gambar 4.25 <i>Performance Sensitivity</i>	120
Gambar 4.26 <i>Dynamic Sensitivity</i>	121
Gambar 4.27 <i>Performance Sensitivity</i> - Menaikan Kriteria Biaya.....	123
Gambar 4.28 <i>Performance Sensitivity</i> - Menaikan Kriteria Efektifitas.....	124
Gambar 4.29 <i>Performance Sensitivity</i> - Menaikan Kriteria Keandalan	124
Gambar 4.30 <i>Performance Sensitivity</i> - Menaikan Kriteria Keselamatan.....	125
Gambar 4.31 <i>Performance Sensitivity</i> - Menaikan Kriteria Pemeliharaan	125
Gambar 4.32 <i>Performance Sensitivity</i> - Menaikan Kriteria <i>Shutdown</i>	126
Gambar 4.33 <i>Performance Sensitivity</i> - Menaikan Kriteria Pengerjaan	127
Gambar 4.34 Risk Matrix Sebelum vs Sesudah pemasangan <i>Concrete Mattress</i>	130

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang Masalah

Seiring pertumbuhan perekonomian dunia, pergerakan peti kemas sebagai salah satu wahana transportasi barang juga terus meningkat. Bila pada tahun 2010, pelabuhan-pelabuhan dunia membongkar-muat 547 juta TEUs (*Twenty-foot Equivalent Units*, unit peti kemas seukuran 20 kaki) maka pada tahun 2017 diprediksi akan melayani 731 juta unit TEUs (Bappenas, 2011). Pemerintah Indonesia, melalui (Peraturan Pemerintah No. 467, 2016) menetapkan Pelabuhan Peti Kemas Patimban yang berlokasi di Desa Patimban, Kecamatan Pusakanegara, Kabupaten Subang, Provinsi Jawa Barat, ditetapkan sebagai Proyek Strategis Nasional sebagaimana diatur dalam (Peraturan Presiden Nomor 3, 2016) tentang Percepatan Pelaksanaan Proyek Strategis Nasional. Penyelenggaraan Pelabuhan Patimban sebagaimana dimaksud, meliputi kegiatan perencanaan, pembangunan, pengoperasian dan pengusahaan, pembinaan teknis dan pembinaan manajemen pengoperasian pelabuhan serta pembinaan untuk menjamin keselamatan pelayaran dan lingkungan. Mengingat pesatnya perkembangan industri, pembangunan Pelabuhan Patimban ini dimaksudkan juga untuk peningkatan pemenuhan kebutuhan kapasitas pelayanan pelabuhan di wilayah Jawa Barat, dan diharapkan dapat mengurangi beban pelabuhan lama, mengurangi ongkos logistik, sebagai tol laut untuk mempercepat keluar-masuk barang dan memperpendek waktu tempuh ke sentra industri, sehingga akan semakin mendorong pertumbuhan ekonomi.

Namun keberadaan pelabuhan peti kemas Patimban ini akan juga berdampak terhadap fasilitas lapangan migas lepas pantai utara Jawa Barat karena jalur pelayaran kapal peti kemas yang harus melewati area fasilitas anjungan lepas pantai dan melintasi pipa migas bawah laut. Menurut (Departemen Perhubungan PP No. 71, 2013), alur pelayaran adalah perairan yang dari segi kedalaman, lebar, dan bebas hambatan pelayaran lainnya dianggap aman dan selamat untuk dilayari. Juga seperti telah diatur dalam (PP No. 37, 2002)) dan (PP No. 5/2010

Departemen Perhubungan, 2010), juga berdasarkan (Oil & Gas UK, 2010) bahwa jarak aman antara jalur pelayaran dengan instalasi lepas pantai terdekat adalah 500 meter.

Lokasi pelabuhan peti kemas Patimban berada di Jawa Barat bagian utara dimana jalur pelayarannya melewati wilayah kerja *Offshore North West Java* (ONWJ) terutama pipa migas bawah laut lapangan Arjuna. Pentingnya sektor pelabuhan peti kemas dan produksi migas membuat keduanya harus tetap berjalan beriringan dan dilakukan pengembangan. Sehingga pada kasus dimana keduanya memiliki lokasi yang bersinggungan langsung, maka perlu dikaji lebih mendalam risiko yang mungkin timbul akibat aktifitas produksi kedua infrastruktur tersebut. Operasional fasilitas migas sangat rentan dengan kehadiran pelabuhan disekitarnya, karena akan meningkatkan kemungkinan terjadinya kerusakan fasilitas produksi migas yang tidak hanya berdampak pada kerugian materil tetapi juga dapat berakibat pada kerusakan ekosistem lingkungan dan bahkan korban kematian manusia. Dari sisi bisnis, jika terjadi kecelakaan akan berpotensi terhentinya produksi migas. Padahal sektor migas masih sangat dominan dalam menyumbang penerimaan negara bukan pajak sebesar 28 persen (APBN, 2016).

Salah satu fasilitas penting dan harus mendapat perhatian khusus dalam produksi migas adalah sistem perpipaan karena fungsinya sebagai alat transportasi hidrokarbon. Sistem perpipaan migas bawah laut yang berdampingan dengan jalur pelayaran akan memiliki risiko kecelakaan lebih tinggi akibat dari potensi bahaya *dropped object*, *dragged anchor*, *ship sinking* dan *grounding* (Pillay & Vollen, 2011).

Data yang dikutip dari *European Gas Pipeline Incidents Data Group* menunjukkan bahwa dari tahun 2004-2013 penyebab utama kerusakan pada sistem perpipaan gas baik *offshore* maupun *onshore* adalah akibat dari pihak ketiga (*Third-party damage*) dengan persentase sebesar 35 persen. Selanjutnya penyebab terbesar kedua adalah akibat dari korosi yaitu sebesar 24 persen (EGIG, 2015). Selain itu data lainnya yang spesifik membahas terkait penyebab utama kerusakan pada sistem perpipaan migas bawah laut adalah disebabkan oleh faktor eksternal juga yaitu kerusakan yang diakibatkan dari pihak ketiga (*third-party damage*) dengan persentase 38 persen dari total keseluruhan penyebab kerusakan

sistem perpipaan. Penyebab kerusakan sistem perpipaan bawah laut selanjutnya adalah akibat faktor internal dari sistem perpipaan itu sendiri yaitu adalah akibat dari korosi dengan persentase sebesar 36 persen (OGP, 2010).

Data lainnya (PHMSA, 2016) menyebutkan bahwa dalam periode 1996-2015 telah terjadi 11.199 insiden pada sistem perpipaan. Dalam rentang waktu tersebut terdapat 360 orang korban meninggal dunia dan 1.376 orang mengalami cedera serius. Pada tahun 2016 telah terjadi 498 insiden dengan korban meninggal dunia sebanyak 13 orang, korban cedera serius sebanyak 66 orang dengan kerugian mencapai US\$ 196,093,532. Sedangkan pada catatan HSSE (*Health Safety Security Enviromental*) bagi kalangan sendiri di ONWJ (*Offshore North West Java*), terdapat beberapa kecelakaan yang diakibatkan oleh operasi dan pelayaran kapal dengan potensi merusak fasilitas operasi migas lepas pantai atau menginterupsi produksi migas selama periode sepuluh tahun terakhir ini. Data insiden terkait sistem perpipaan seperti yang disebutkan sebelumnya menunjukkan bahwa penyebab terbesar insiden pada sistem perpipaan adalah akibat dari pihak ketiga (*third-party damage*) (PHE ONWJ, 2016).

Lapangan ONWJ merupakan lapangan industri hulu migas dengan wilayah kerja di lepas pantai utara Jawa Barat, dari utara Kepulauan Seribu (lapangan Bima) sampai utara pantai Cirebon (lapangan Arimbi), dimana lokasi pelabuhan peti kemas Patimban terletak di pantai yang akan bersinggungan dengan area tengah (lapangan Arjuna). Produksi migas harian lapangan ONWJ saat ini, rata-rata di bulan April 2017, tercatat sekitar 33.500 BOPD dan 130.000 MSCFD. Oleh karena itu, ruang lingkup penelitian focus pada fasilitas yang terletak di lapangan Arjuna, terutama terhadap tiga buah pipa migas bawah laut yang melintang di jalur pelayaran tersebut, yaitu dua buah pipa saluran minyak mentah berukuran 16 Inch dan sebuah pipa saluran gas berukuran 10 inch.

Pendekatan penilaian risiko yang bisa digunakan antara lain pendekatan matriks risiko dan juga probabilistik. Namun saat ini penilaian risiko yang sering dan populer digunakan adalah *indexing model* (Muhlbauer, 2004) karena bersifat semi kuantitatif dan lebih sederhana dalam memanfaatkan keterbatasan data-data pipa dibandingkan dengan *Matrix Model* yang lebih bersifat *quantitative*. Pendekatan yang digunakan dalam penilaian risiko *indexing model* ini adalah

dengan menghitung nilai *probability* yang didapatkan dari penjumlahan empat buah indeks yaitu *third party damage index*, *corrosion index*, *design index* dan *incorrect operations index*. Selain itu perhitungan *consequences* dilakukan dengan mempertimbangkan *spill & dispersion*, *receptor* serta *emergency response plan* yang ada untuk jalur pipa tersebut. Pada penilaian risiko Muhlbauer telah ditentukan bobot kriteria setiap masing-masing indeks. Penentuan bobot ini sudah berdasarkan studi dan pengalaman Kent (Muhlbauer, 2004) dalam penilaian risiko sistem perpipaan pada berbagai kondisi. Pembobotan kriteria-kriteria tersebut juga sesuai dengan dengan kondisi lingkungan kerja lapangan Arjuna ONWJ sehingga tidak dilakukan penentuan ulang pada bobot untuk masing-masing kriteria risiko tersebut.

Pengambilan keputusan sudah menjadi bagian dalam manajemen organisasi/perusahaan. Terkadang perusahaan dihadapkan pada dua atau lebih pilihan dari yang mudah hingga yang sulit. Pada pengambilan keputusan besar dan menentukan jalannya perusahaan maka akan sulit jika hanya mengandalkan penyelesaian dari masing-masing risikonya. Oleh karena itu pada penelitian ini menggunakan metode pengambilan keputusan multi kriteria *Multi Criteria Decision Making* (MCDM), *Analytic Hirarchi Process* (AHP), sebagai alat bantu pengambilan keputusan dalam memilih sistem pencegahan atau mitigasi kegagalan sistem perpipaan bawah laut yang timbul akibat keberadaan pelabuhan kapal peti kemas Patimban di area wilayah operasi kerja ONWJ. Pemilihan alternatif menggunakan AHP mengacu pada jurnal penelitian sebelumnya mengenai prosedur analisis hierarkhis (AHP) (Ciptomulyono, 2001) dan (Ciptomulyono, 2008).

Faktor biaya, keandalan, keselamatan manusia & lingkungan, efektifitas kerja sistem, kemudahan dalam pengerjaan, pemeliharaan paska pemasangan, dan kelangsungan produksi menjadi kriteria-kriteria yang dipertimbangkan dalam pemilihan alternatif sistem proteksi pipa migas bawah laut yang tepat dan mapan sebagai langkah pencegahan terhadap potensi bahaya yang diakibatkan oleh lalu lintas kapal peti kemas. Pemilihan kriteria ini selain mengacu pada penelitian lain, juga dikonsultasikan dengan nara sumber ahli.

1.2. Perumusan Masalah

Penelitian ini focus pada penilaian risiko dan pemilihan sistem proteksi pipa sebagai suatu program manajemen risiko sehingga pertanyaan penelitian adalah sebagai berikut:

- a. Bagaimana mengidentifikasi potensi risiko pada pipa migas bawah laut lapangan Arjuna sebagai dampak dari jalur baru pelayaran kapal peti kemas Patimban?.
- b. Bagaimana konsekuensi terjadinya kecelakaan pada sistem perpipaan migas bawah laut lapangan Arjuna dampak dari jalur baru pelayaran peti kemas di lepas pantai Jawa Barat?.
- c. Apa langkah mitigasi dan pengendalian yang terbaik agar dapat menurunkan tingkat risiko terjadinya kecelakaan?.

1.3. Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah:

- a. Untuk mengetahui tingkat risiko dampak pelayaran kapal peti kemas terhadap pipa migas bawah laut di lapangan Arjuna.
- b. Memilih alternatif keputusan mitigasi terbaik dalam mengatasi risiko tersebut.
- c. Memberikan masukan langkah pengendalian yang mapan dalam mengendalikan risiko kecelakaan pada fasilitas produksi migas lepas pantai akibat adanya jalur pelayaran kapal peti kemas, kepada pihak-pihak yang berkepentingan.

1.4. Manfaat Penelitian

Sedikitnya ada empat manfaat dari penelitian ini:

1) Manfaat Bagi Peneliti

Menambah wawasan dan melatih pola pikir sistematis dalam menghadapi masalah-masalah dalam bidang manajemen operasi, khususnya yang berhubungan dengan manajemen risiko keselamatan pada pipa migas bawah laut mengacu kepada ISO 31000 (Management

Risk) dan ditinjau dari teori *pipeline risk management* (Muhlbauer, 2004) juga *multi criteria decision making* AHP (Saaty, 2008).

2) Manfaat Bagi Perusahaan

Memberikan informasi dan rekomendasi bagi manajemen ONWJ terkait risiko pengaruh pembangunan jalur baru pelayaran kapal peti kemas Pelabuhan Patimban terhadap fasilitas produksi migas lepas pantai ONWJ. Selain itu, hasil penelitian ini juga dapat dijadikan sebagai bahan referensi dalam melakukan manajemen risiko, khususnya penilaian risiko keselamatan pada sistem perpipaan lainnya dengan menggunakan metode Kent Mulhbauer dan pemilihan alternatif menggunakan AHP.

3) Manfaat bagi Pemerintah Indonesia

Memberikan informasi mengenai risiko mengenai bahaya yang dapat terjadi akibat pembangunan jalur baru pelayaran kapal peti kemas Pelabuhan Patimban terhadap fasilitas produksi migas lepas pantai, sehingga pemerintah dapat mengambil langkah yang tepat untuk mengurangi risiko kecelakaan dan juga menghindari kehilangan produksi migas.

4) Manfaat Bagi Civitas Akademika

Sebagai informasi dan dokumentasi data penelitian, dapat digunakan sebagai referensi tambahan bagi penelitian serupa, serta sebagai wujud peran akademisi dalam penerapan keilmuan manajemen teknik.

1.5. Ruang Lingkup Penelitian

Penelitian dimaksudkan untuk mengetahui gambaran risiko kegagalan pada sistem perpipaan migas bawah laut lapangan Arjuna di lepas pantai Laut Jawa ONWJ (*Offshore North West Java*) akibat dari jalur baru pelayaran kapal peti kemas Pelabuhan Patimban dengan menggunakan metode semi kuantitatif yang dikembangkan oleh (Muhlbauer, 2004). Penelitian ini dilakukan berdasarkan tingginya tingkat risiko terjadinya *third party damage* terhadap *subsea pipeline* serta besarnya kerugian yang mungkin timbul akibat kegagalan sistem perpipaan

tersebut baik bagi perusahaan maupun masyarakat umum. Kemudian dipilih alternatif terbaik sistem proteksi pipa tersebut dengan menggunakan AHP.

Penelitian ini dilaksanakan pada bulan November 2016 sampai Mei 2017 di wilayah operasi kerja ONWJ khususnya di lapangan produksi Arjuna sebagai area yang bersinggungan langsung dengan jalur pelayaran kapal peti kemas Pelabuhan Patimban, dengan potensi kerusakan terbesar terdapat pada tiga buah pipa penyalur migas bawah laut yang melintang di jalur pelayaran tersebut, yaitu dua buah pipa saluran minyak mentah berukuran 16 inch, dan satu buah pipa saluran gas berukuran 10 inch. Penelitian menggunakan studi observasi kondisi pipa, pengumpulan data sekunder dan wawancara dengan pihak terkait serta para ahli tentang tingkat risiko kegagalan pada pipa saluran bawah laut tersebut, dan alternatif pencegahan akibat bahaya.

BAB 2

KAJIAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

Pada bab ini dijelaskan mengenai sumber-sumber kajian yang digunakan sebagai acuan dalam penelitian ini. Kajian yang dibahas terdiri dari profil perusahaan, gambaran umum peti kemas, dan keselamatan kapal, gambaran umum sistem pipa migas bawah laut, konsep manajemen risiko, penilaian risiko kegagalan sistem pipa migas bawah laut serta penelitian sebelumnya yang berkaitan dengan penilaian risiko kegagalan pipa migas menggunakan metode Kent Muhlbauer, juga sistem AHP (*Analytic Hierarchy Process*) sebagai *tools* untuk memilih alternatif pengendalian risiko.

2.1. Profil Perusahaan dan Lapangan Produksi ONWJ

Pada awal pendiriannya, wilayah kerja (WK) ONWJ (*Offshore North West Java*) ini dikelola oleh Atlantic Rischfield Indonesia Inc. (ARCO). Kemudian pada tahun 2000 beralih kepada British Petroleum (BP), dan sejak tahun 2009 hingga saat ini, WK dioperasikan oleh PT Pertamina Hulu Energi (PHE, 2016).

PT PHE adalah anak perusahaan PT Pertamina (Persero) yang dibentuk berdasarkan hukum negara Republik Indonesia dan merupakan perwujudan dari strategi pengelolaan kegiatan hulu migas berdasarkan (Undang-Undang Nomor 22, 2001) tentang Minyak dan Gas Bumi pada tanggal 23 November 2001 oleh SEKRETARIS NEGARA REPUBLIK INDONESIA. Berdasarkan regulasi tersebut, PT Pertamina (Persero) wajib memisahkan kegiatan usaha industri hulu dan hilir minyak dan gas. Sejak tanggal 1 Januari 2008, PHE secara resmi ditugaskan untuk bertindak selaku *strategic operating arm* PT Pertamina (Persero) melalui berbagai kerjasama dengan pihak ketiga di dalam maupun di luar negeri, dengan skema JOB-PSC (*Joint Operating Body – Production Sharing Contract*), JOA-PSC (*Joint Operating Agreement – Production Sharing Contract*), PI/PPI (*Participating Interest / Pertamina Participating Interest*) dan *Partnership*.

Pada akhir tahun 2016, PHE memiliki 57 anak perusahaan yang terdiri dari 51 AP di dalam negeri dan 6 AP di luar negeri, yang mengelola 53 Wilayah Kerja, meliputi :

- 7 *Joint Operating Body – Production Sharing Contract* (JOB-PSC).
- 30 *Pertamina Participating Interest* (PPI).
- 16 *Production Sharing Contract – Coal Bed Methane* (PSC-CBM)

Terdapat 1 Anak Perusahaan baru dengan porsi kepemilikan PHE diatas 51 persen yang baru berdiri tahun 2016 yaitu PHE Ambalat Timur dan 2 Perusahaan patungan di tahun 2016, yaitu PT Geothermal Energy Lawu dan PT Patra Drilling Contractor. Selain itu PHE memiliki anak perusahaan afiliasi, yaitu PHE Ecuador, PT Arun LNG, PT Pertamina Hulu Mahakam dan Natuna 2 BV; 1 Perusahaan perusahaan *joint venture* / patungan di Malaysia; dan memiliki saham di 4 perusahaan patungan yaitu PT Donggi Senoro LNG, PT PDSI, PT Pertamina Hulu Indonesia dan PT Pertagas Niaga.

PHE memiliki sifat unik dan khusus dibandingkan dengan anak perusahaan PT Pertamina (Persero) lainnya. Selain bertugas mengelola portofolio masing-masing anak perusahaannya, perusahaan patungan dan berbagai perusahaan afiliasi, PHE juga mengelola dan mengawasi operasional wilayah kerja hulu migas masing-masing anak perusahaan dengan skema kerjasama (*Partnership*).

Salah satu anak perusahaan PT PHE adalah PT PHE ONWJ (*Offshore North West Java*) dimana didalam WK inilah terdapat lapangan Arjuna yang menjadi daerah penelitian penulisan tesis ini.

PHE ONWJ beroperasi sejak 1971 (PHE ONWJ Website, 2016), dikenal keahliannya dalam mengoperasikan lapangan minyak dan gas bumi lepas pantai. Tujuan strategisnya adalah menjalankan operasi yang aman dan handal, meningkatkan produksi dengan efisien dan komersial, berfokus pada kegiatan penambahan cadangan, dan pengembangan teknologi. Dengan tujuan tersebut, didukung oleh sumber daya manusia yang kompeten dan teknologi modern, PHE ONWJ terus melakukan aktivitas untuk mengoptimisasi produksi minyak dan gas bumi demi mendukung visi Pertamina untuk menjadi perusahaan energi nasional yang berkelas dunia.

Produksi ONWJ memiliki posisi strategis dalam industri migas nasional. Pada tahun 2015 produksi minyak ONWJ berada di posisi ke-5 nasional dan produksi gas berada di urutan ke-10. Pada 2016, target produksi PHE ONWJ adalah 38 ribu BOPD (*Barrel Oil Per Day*) dan 165 juta SCFD (*Standard Cubic Feet Per Day*).

Untuk mendukung proses operasi-produksi ONWJ, terdapat sejumlah fasilitas utama dan fasilitas penunjang yang terdiri dari:

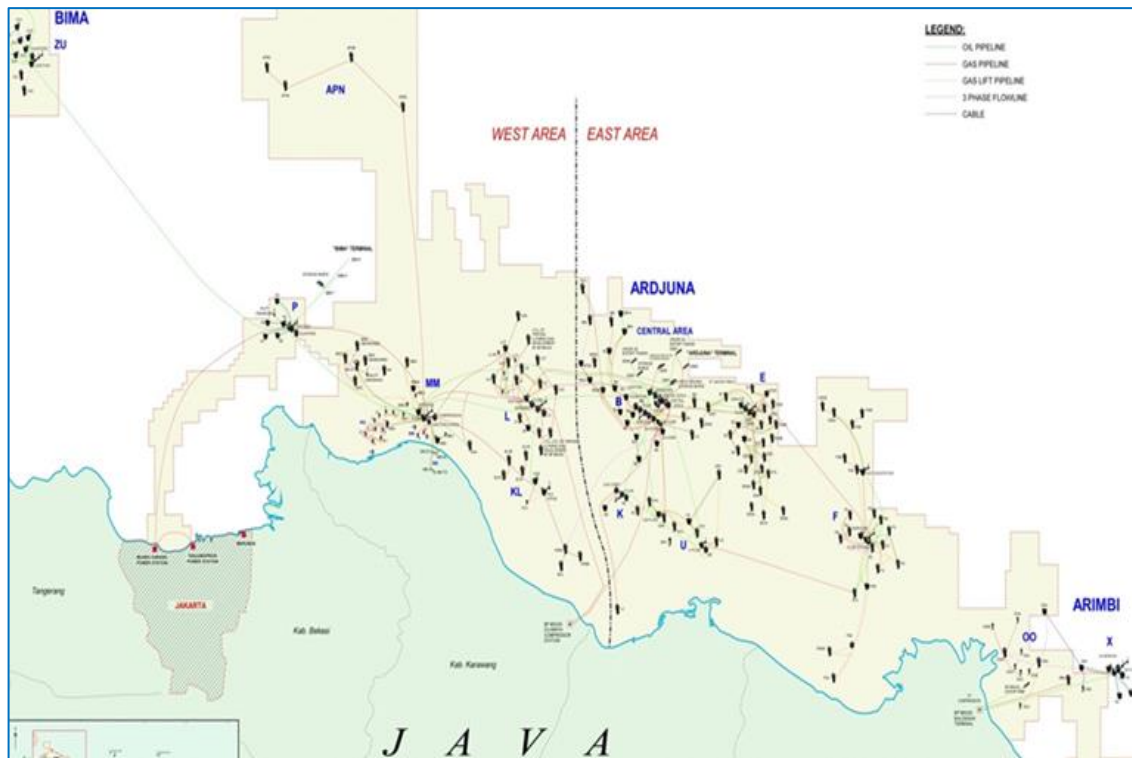
- 11 stasiun utama (*Flow Station*) dengan 37 anjungan terkoneksi (*connected platform*) dan lebih dari 150 anjungan NUI (*Normally Unmanned Installation*) atau instalasi yang pada operasi hariannya tidak ditunggu orang.
- Sekitar 700 sumur migas dengan dihubungkan oleh 375 pipa bawah laut sepanjang sekitar 1600 Km.
- Tiga fasilitas penerimaan darat atau *Onshore Receiving Facility* (ORF) di Muara Karang dan Tanjung Priok (Jakarta), dan Cilamaya (Karawang, Jawa Barat), serta satu fasilitas pemrosesan darat atau *Onshore Processing Facility* (OPF) di Balongan (Indramayu, Jawa Barat).
- Marunda Shorebase, yang terdiri dari Warehouse dan Jetty.
- Satu unit Produksi dan penyimpanan terapung atau *Floating Production Storage and Offloading* (FPSO) ARCO Ardjuna.

Dalam menjalankan bisnisnya PHE ONWJ memiliki visi dan misi menjadi perusahaan eksplorasi dan produksi migas berkelas dunia serta menjalankan eksplorasi dan produksi migas dengan prinsip komersial yang kuat, berkelanjutan, memenuhi harapan pemangku kepentingan dengan menjalankan operasi yang andal, aman dan ramah lingkungan.

Sumber daya manusia, aset peralatan, serta teknologi yang tinggi menjadi tulang punggung ONWJ dalam menjalankan bisnisnya. Sedikit kesalahan akan sangat berakibat fatal pada bisnis ONWJ secara keseluruhan. Sesuai dengan visi dan misi perusahaan yang harus senantiasa mengedepankan aspek keselamatan dalam menjalankan bisnisnya. Dampak yang ditimbulkan apabila terjadi

kecelakaan sangat signifikan terkait dengan aspek manusia, kerusakan peralatan, kerusakan lingkungan dan *company image*.

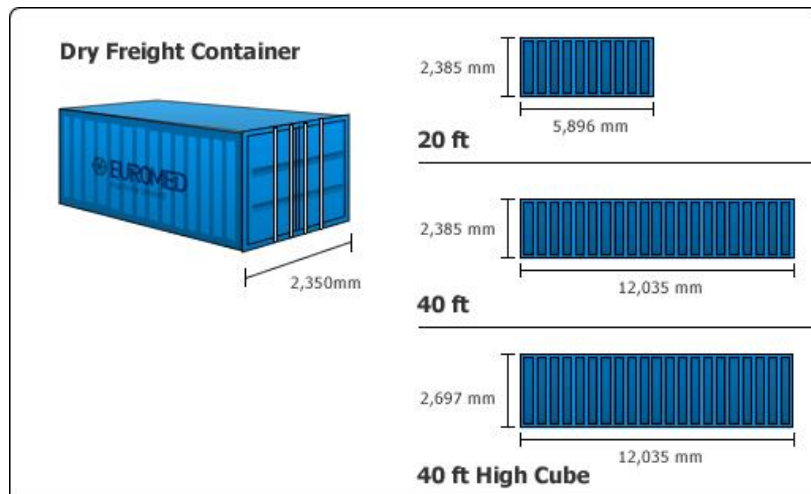
Wilayah kerja operasi PHE ONWJ seperti ditunjukkan pada Gambar 2.1 membentang dari Kepulauan Seribu sampai utara Cirebon, seluas 8.300 km².



Gambar 2.1 Wilayah Kerja ONWJ
(Sumber: Data Internal Perusahaan)

2.2. Gambaran Umum Peti Kemas dan Keselamatan Kapal

Sejak tahun 1970, kontainerisasi (pengemasan muatan dalam jumlah besar, dalam sebuah kotak dengan ukuran dimensi yang berbeda-beda yang memungkinkan muatan ditangani secara bersamaan) telah banyak membantu dalam memfasilitasi transportasi muatan. Satuan standar internasional yang digunakan untuk menghitung ukuran peti kemas adalah TEU atau *Twenty-feet Equivalent Unit*. Satu TEU memiliki arti satu buah peti kemas dengan ukuran standar panjang 20 kaki, lebar 8 kaki dan tinggi 8 kaki 6 inci. Selain berukuran satu TEU ada juga peti kemas dengan ukuran dua TEU yaitu peti kemas dengan ukuran panjang 40 kaki, lebar 8 kaki dan tinggi 8 kaki 6 inci.



Gambar 2.2 Spesifikasi Eksternal Dimensi *Dry Freight Container*
(Sumber: www.euromed-uk.com)

Sedangkan data terkait standar dimensi internal termasuk juga berat serta kapasitas dari peti kemas jenis *dry freight container* ukuran 20ft, 40ft dan 40ft *High Cube* ditunjukkan pada Gambar 2.2. Hal ini perlu diketengahkan karena adanya potensi *drop object* kontainer saat kapal dalam pelayaran perlintasan.

Variables	20 ft	40 ft	40 ft High Cube
Interior Dimensions			
Width	2,350 mm	2,350 mm	2,350 mm
Length	5,896 mm	12,035 mm	12,035 mm
Height	2,385 mm	2,385 mm	2,697 mm
Door Opening			
Width	2,340 mm	2,339 mm	2,340 mm
Height	2,274 mm	2,274 mm	2,579 mm
Tare Weight			
kg	2,150 kg	3,700 kg	3,800 kg
lbs	4,739 lbs	8,156 lbs	8,377 lbs
Cubic Capacity			
Cubic meters	33.0 cbm	67.0 cbm	76.0 cbm
Cubic feet	1,179 cu. ft	2,393 cu. ft	2,714 cu. ft
Payload			
kg	24,850 kg	32,500 kg	30,200 kg
lbs	54,783 lbs	63,491 lbs	66,577 lbs

Gambar 2.3 Spesifikasi *Dry Freight Container*
(Sumber: www.euromed-uk.com)

Berdasarkan data spesifikasi pada Gambar 2.3 diatas dapat diketahui bahwa berat kontainer ukuran satu TEU memiliki berat kontainer kosong (*tare weight*) sebesar 2.150 Kg (2,15 Ton) dengan maksimum muatan (*payload*) sebesar 24.850 kg (24,85 Ton). Sedangkan untuk kontainer ukuran dua TEU memiliki berat kontainer kosong (*tare weight*) sebesar 3.700 kg (3,7 Ton) dengan maksimum muatan (*payload*) sebesar 32.500 kg (32,5 Ton). Dari bentuk dimensinya yang berbentuk kotak balok, dapat dengan mudah ditransportasikan menggunakan alat transportasi apapun seperti halnya menggunakan kereta, truk atau menggunakan kapal kargo. Dari sisi transportasi kapal, ukuran kapal dibuat sedemikian rupa lebih besar sehingga meningkatkan keuntungan ekonomi bagi pemilik modal. Peningkatan ukuran kapal ini terlihat jelas dari kapal kontainer ukuran kecil dengan kapasitas 350 TEU hingga meningkat menjadi lebih dari 4.800 TEU (Wilson & Roach, 1999). Bahkan pada periode tahun 1996–2015 peningkatan dari segi ukuran kapal kontainer menunjukkan angka yang signifikan yaitu sebesar 90 persen lebih besar dari kapal jenis lainnya. Saat ini kapal kontainer dengan kapasitas terbesar mampu mencapai angka 18.000 TEU (Chew, 2016).

Sedangkan untuk menunjang keselamatan pelayaran yang merupakan mandat utama dan menjadi fokus dalam perumusan peraturan dan kebijakan *International Maritime Organization* (IMO) untuk dilaksanakan oleh negara-negara anggota IMO termasuk Indonesia, ketentuan (SOLAS Chapter VI, Regulation 2, 1972), *Safety of Life at Sea*, tentang *Verified Gross Mass Of Container* (VGM) yang dikeluarkan oleh IMO merupakan kewajiban kapal dalam pengangkutan peti kemas yang diberlakukan sejak 1 Juli 2016.

Indonesia mendukung dan melaksanakan ketentuan yang telah disepakati secara internasional tersebut. Kementerian Perhubungan melalui Direktorat Jenderal Perhubungan Laut pada tanggal 1 Juni 2016 menerbitkan Peraturan Direktur Jenderal Perhubungan Laut Nomor HK.103/2/4/DJPL-16 tentang Berat Kotor Peti Kemas Terverifikasi Yang di Angkut di Kapal (*Verified Gross Mass of Container*), beserta perubahannya yaitu Peraturan Direktur Jenderal Perhubungan Laut Nomor HK.103/2/5/DJPL-16.

Dalam peraturan disebutkan, ketentuan verifikasi berat kotor peti kemas yang diangkut di kapal dimaksudkan untuk mencegah perbedaan antara berat peti kemas yang dideklarasikan dengan berat peti kemas aktual yang dapat mengakibatkan kesalahan penempatan di kapal sehingga berdampak pada keselamatan kapal, awak kapal di laut dan pekerja di pelabuhan serta potensi kerugian. Sedangkan peti kemas yang melebihi berat kotor maksimal yang dinyatakan dalam *Safety Approval Plate* (CSC *Safety Plate*) tidak boleh diangkut di kapal.

Namun terdapat pengecualian bahwa peraturan ini tidak berlaku bagi kemasan peti kemas yang diangkut pada kapal yang beroperasi untuk keperluan lepas pantai (*offshore*) dan kemasan peti kemas pada sasis atau *trailer* termasuk peti kemas tangki (*tank container*), peti kemas rak datar (*flat-rack container*), peti kemas muatan curah (*bulk container*) yang diangkut di kapal RoRo yang berlayar di pelayaran internasional dengan jarak pendek.

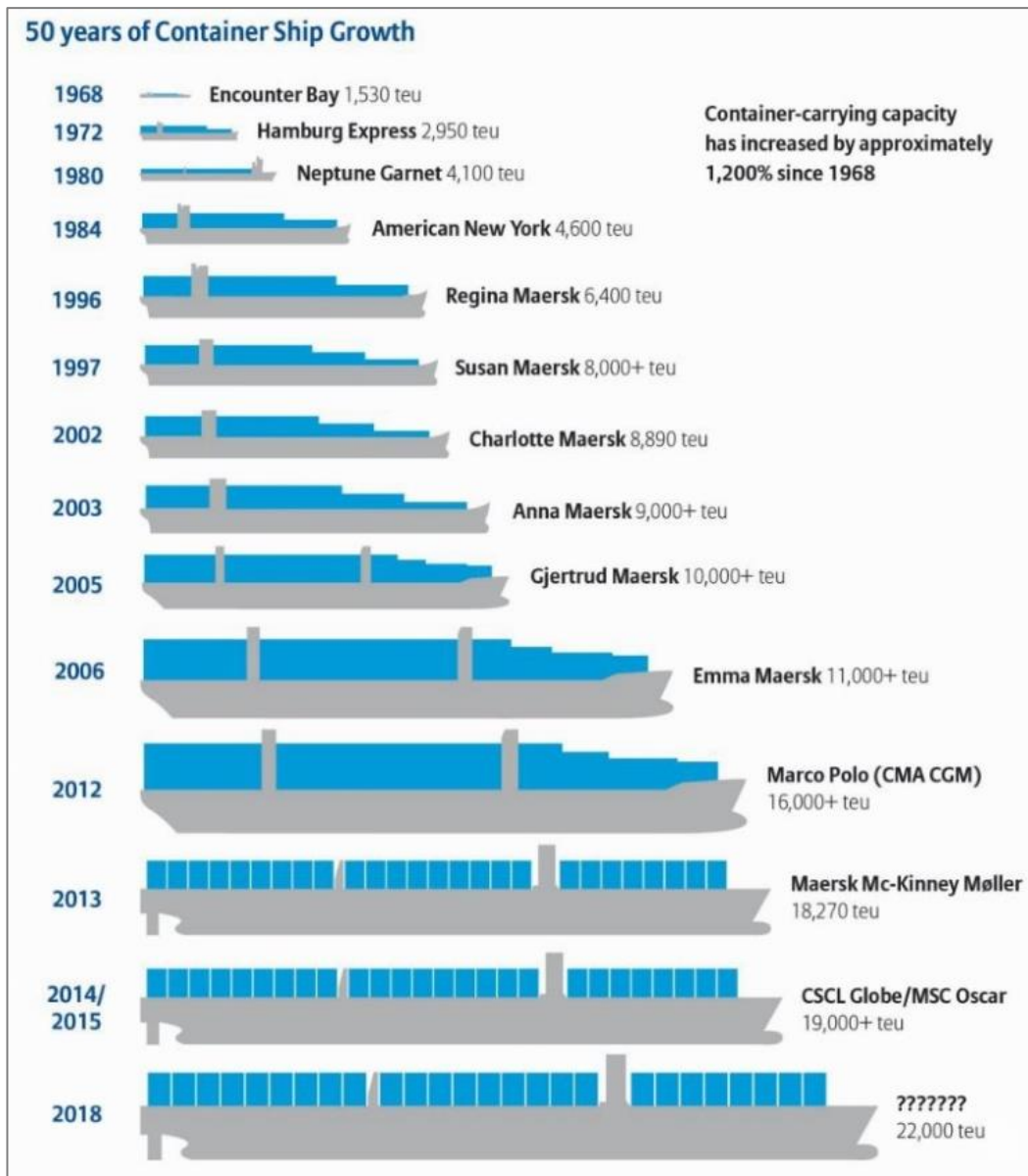
Prinsip utama dari ketentuan, bahwa sebelum peti kemas di muat ke kapal, *Shipper* bertanggung jawab untuk memperoleh dan mendokumentasikan berat kotor peti kemas terverifikasi (*Verified Gross Mass Of Container / VGM*). Peti kemas bersama kemasan dan muatan di dalamnya tidak boleh diangkut ke kapal apabila nakhoda atau terminal peti kemas belum mendapatkan dan mengetahui berat kotor aktual peti kemas terverifikasi, sebelum kapal melakukan proses pemuatan.

Gambar 2.4 memperlihatkan gambaran perkembangan ukuran kapal kargo periode 50 tahunan, sejak tahun 1968 hingga tahun 2018.

Dengan kapasitas besar tentu saja kapal tersebut harus ditunjang dengan sistem jangkar yang cukup besar agar mampu menahan kapal terbawa arus saat mesin kapal dalam keadaan mati. Bahkan kapal terbesar saat ini memiliki total keseluruhan berat jangkar dan rantai sebesar 158 Ton (Maerks Line, 2014).

Menurut data internal perusahaan, berat jangkar dari kapal kargo yang mungkin melintasi wilayah operasi kerja produksi migas adalah >2.500 Kg atau 2,5 Ton. Dari hasil kalkulasi internal perusahaan terkait dampak *dropped* dan *dragged anchor* dengan minimum berat jangkar sebesar 2.500 Kg tersebut, hasilnya menunjukkan bahwa jangkar tersebut bisa merusak bagian pipa sehingga

kemungkinan dapat menyebabkan pecahnya pipa dan tumpahnya hidrokarbon yang terkandung di dalamnya. Hal ini tentu saja harus menjadi perhatian khusus mengingat dampak dari tumpahan tersebut dapat menyebabkan kematian manusia, kerusakan lingkungan dan kerugian bagi perusahaan.

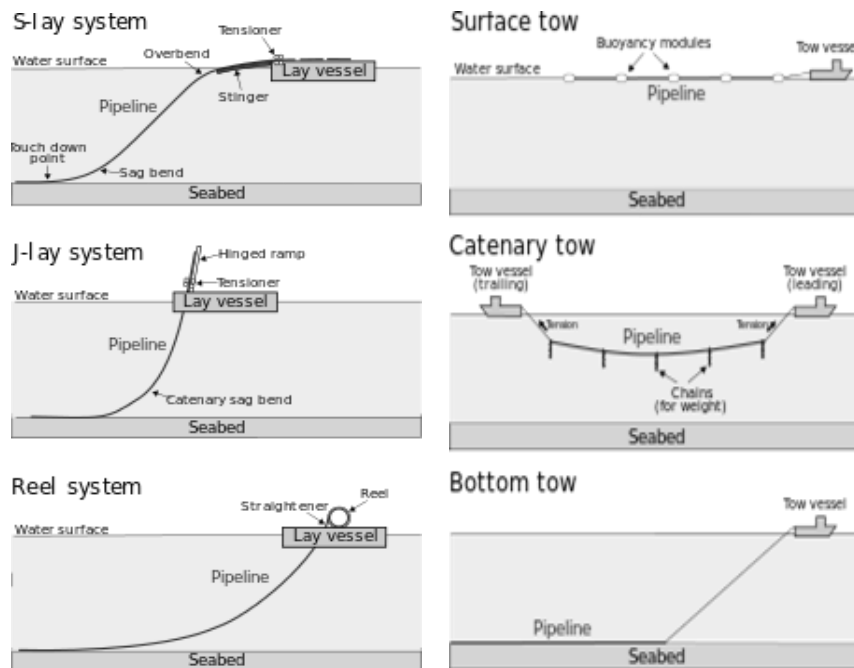


Gambar 2.4 Perkembangan Ukuran Kapal Kargo dari Tahun 1968 – 2018
(Sumber: Allianz Global Corp)

2.3. Gambaran Umum Sistem Pipa Migas Bawah Laut

Pipa adalah selongsong bundar yang digunakan untuk mengalirkan fluida, menjaga tekanan fluida, mengarahkan fluida dan mengatur kecepatan alir fluida. Pipa digunakan di industri migas sebagai alat transportasi fluida berupa minyak maupun gas bumi. Sejarah mencatat bahwa pipa sudah digunakan sebagai alat bantu transportasi fluida sejak ribuan tahun yang lalu. Awal mulanya, pipa berbahan dasar bambu banyak digunakan oleh masyarakat untuk keperluan pengairan pada usaha pertanian, seperti yang dilakukan oleh masyarakat di China kira-kira antara tahun 3000 dan tahun 2000 sebelum Masehi. Seiring dengan berkembangnya fungsi alat transportasi tadi, China menggunakan pipa yang terbuat dari bambu tersebut untuk mengirimkan gas alam guna meringankan biaya produksi mereka, hal ini dilakukan kira-kira tahun 400 sebelum Masehi. Selanjutnya tahun 1843, di Amerika mulai menggunakan pipa yang terbuat dari besi untuk mengurangi risiko pengiriman zat-zat berbahaya yang mudah terbakar dan meledak. Hingga pada akhirnya jenis pipa dan kegunaannya berkembang pesat hingga saat ini untuk memenuhi segala kebutuhan manusia terutama di bidang industri migas (Hopkins, 2007).

Pipa bawah laut mulai dipasang sejak tahun 1950-an pada perairan yang dangkal (Muhlbauer, 2004). Metode pemasangan pipa bawah laut pun berbeda-beda tergantung dari kondisi dan kebutuhan yang ada. Biasanya ada tiga metode utama yang sering digunakan oleh perusahaan dalam pemasangan pipa bawah laut yaitu *s-lay*, *j-lay*, dan *tow-in* (Rigzone). *S-lay* adalah pemasangan pipa dengan memposisikan pipa secara horizontal lalu diturunkan ke dasar laut dengan bantuan *stinger* sehingga membentuk seperti huruf 's'. *J-lay* adalah pemasangan pipa dengan memposisikan pipa mendekati vertikal dan diturunkan ke dasar laut dengan bantuan tower sehingga membentuk huruf 'j'. Sedangkan *tow-in* adalah metode pemasangan pipa dengan cara di *towing* menggunakan *tug-boat* dan pipa pada metode ini sudah dilakukan pengelasan di darat. Pada saat *towing* dilakukan pemasangan pelampung-pelampung di badan pipa agar mengapung dan mudah untuk di *towing*. Setelah sampai pada lokasi pemasangan maka pelampung tadi akan dilepas. Selain itu ada metode *reel system* yaitu dengan menggulung pipa seperti kumparan. Untuk gambaran lebih jelasnya dapat dilihat pada Gambar 2.5.



Gambar 2.5 Metode Pemasangan Pipa Bawah Laut
(Sumber: Miesner & Leffler, 2006)

Sistem saluran pipa bawah laut berhadapan dengan banyak faktor yang dapat menyebabkan kebocoran hidrokarbon (*hydrocarbon release*). Berikut ini faktor penyebab kebocoran pada sistem perpipaan (Miesner & Leffler, 2006):

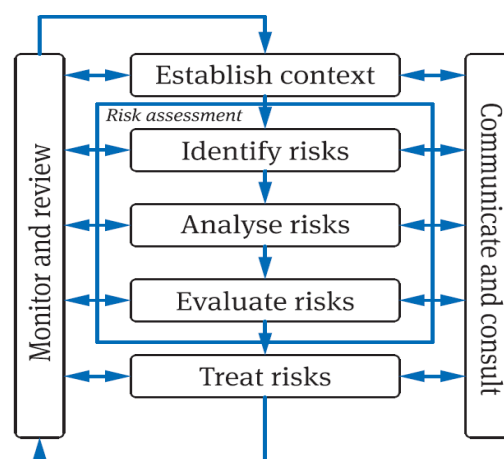
- Kerusakan oleh pihak ketiga diakibatkan oleh peralatan lain seperti *excavator*, jangkar kapal dan peralatan *drilling*.
- Korosi (internal & eksternal) dan *stress corrosion cracking* (SCC).
- Mechanical failures* pada saat proses pembuatan maupun konstruksi.
- Natural hazard* seperti pergerakan tanah, cuaca, petir dan arus laut.
- Masalah lainnya termasuk *human error* saat pengoperasian dan *equipment failure*.

Kerusakan oleh pihak ketiga (*third party damage*) merupakan penyebab yang paling sering menyumbang kejadian kebocoran pipa minyak dan pipa gas, baik di area daratan (*onshore*) maupun di area lepas pantai (*offshore*).

2.4. Konsep Manajemen Risiko

Manajemen risiko adalah pendekatan keilmuan terkait masalah risiko dengan tujuan untuk menghilangkan atau mengurangi risiko yang dihadapi oleh perusahaan maupun organisasi. Manajemen risiko berkembang yang tadinya hanya ada di bidang asuransi menjadi diakui dan diterapkan oleh semua aspek bisnis dan organisasi seluruh dunia (Vaughan & Vaughan, 2008).

Gambar 2.6 menunjukkan penjelasan lengkap terkait proses manajemen risiko. Dimana *risk assessment* merupakan kegiatan paling kritis dalam manajemen risiko. Hal ini dikarenakan proses manajemen risiko merupakan penerapan daripada prinsip dan kerangka kerja yang dibangun



Gambar 2.6 Proses Manajemen Risiko ISO 31000:2009 Klausul 5
(Sumber: ISO 31000, 2009)

Proses manajemen risiko terdiri dari tiga proses utama yaitu penetapan konteks, penilaian risiko dan penanganan risiko. Penetapan konteks, bertujuan untuk mengidentifikasi dan mengungkapkan sasaran organisasi, lingkungan dimana sasaran hendak dicapai, *stakeholders* yang berkepentingan, dan keberagaman kriteria risiko, dimana hal-hal ini akan membantu mengungkapkan dan menilai sifat dan kompleksitas dari risiko. Terdapat empat konteks yang perlu ditentukan dalam penetapan konteks, yaitu konteks internal, konteks eksternal, konteks manajemen risiko, dan kriteria risiko (ISO 31000, 2015).

- 1) Konteks internal memperhatikan sisi internal organisasi yaitu struktur organisasi, kultur dalam organisasi, dan hal-hal lain yang dapat mempengaruhi pencapaian sasaran organisasi.
- 2) Konteks eksternal mendefinisikan sisi eksternal organisasi yaitu pesaing, otoritas, perkembangan teknologi, dan hal-hal lain yang dapat mempengaruhi pencapaian sasaran organisasi.
- 3) Konteks manajemen risiko memperhatikan bagaimana manajemen risiko diberlakukan dan bagaimana hal tersebut akan diterapkan di masa yang akan datang.
- 4) Konteks kriteria risiko, dimana dalam pembentukan manajemen risiko ini organisasi perlu mendefinisikan parameter yang disepakati bersama untuk digunakan sebagai kriteria risiko.

Proses yang kedua adalah terkait dengan penilaian risiko yaitu terdiri dari beberapa hal sebagai berikut:

- Identifikasi risiko, yaitu kegiatan untuk mengidentifikasi risiko apa saja yang dapat mempengaruhi pencapaian sasaran organisasi.
- Analisis risiko, yaitu kegiatan menganalisis kemungkinan dan dampak dari risiko yang telah teridentifikasi.
- Evaluasi risiko, yaitu kegiatan membandingkan hasil analisis risiko dengan kriteria risiko untuk menentukan bagaimana penanganan risiko yang akan diterapkan.

Proses utama yang ketiga adalah penanganan risiko. Penanganan risiko berarti memilih dari beberapa pilihan untuk memodifikasi risiko dan mengaplikasikannya.

Dalam menghadapi risiko terdapat empat penanganan yang dapat dilakukan oleh organisasi:

- 1) Menghindari risiko (*risk avoidance*)
- 2) Mitigasi risiko (*risk reduction*), dapat dilakukan dengan mengurangi kemungkinan atau dampak
- 3) Transfer risiko kepada pihak ketiga (*risk sharing*)
- 4) Menerima risiko (*risk acceptance*)

Keempat hal ini akan dievaluasi apakah pengurangan risikonya masih dalam batas ambang toleransi risiko yang disepakati dan bagaimana efektifitas dari penanganan tersebut bagi pihak-pihak terkait.

Dari ketiga proses utama yang telah dijelaskan di atas. Proses-proses utama tersebut didampingi oleh dua proses pendukung yaitu komunikasi dan konsultasi, merupakan hal yang penting dimana manajemen risiko harus dilakukan oleh seluruh bagian organisasi dan memperhitungkan kepentingan dari seluruh *stakeholders* organisasi. Adanya komunikasi dan konsultasi diharapkan dapat menciptakan dukungan yang memadai pada kegiatan manajemen risiko dan membuat kegiatan manajemen risiko menjadi tepat sasaran.

Sedangkan *monitoring* dan *review* diperlukan untuk memastikan bahwa implementasi manajemen risiko telah berjalan sesuai dengan perencanaan yang dilakukan. Hasil *monitoring* dan *review* juga dapat digunakan sebagai bahan pertimbangan untuk melakukan perbaikan terhadap proses manajemen risiko.

Manajemen risiko merupakan proses esensial dalam organisasi untuk memberikan jaminan yang wajar terhadap pencapaian tujuan organisasi. ISO 31000:2009 Risk Management – *Principles and Guidelines* merupakan standar yang dibuat untuk memberikan prinsip dan panduan generik dalam penerapan manajemen risiko. Standar ini menyediakan prinsip, kerangka kerja, dan proses manajemen risiko. Prinsip manajemen risiko merupakan fondasi dari kerangka kerja dan proses manajemen risiko, sedangkan kerangka kerja manajemen risiko merupakan struktur pembangun proses manajemen risiko. Proses manajemen risiko merupakan penerapan inti dari manajemen risiko, sehingga harus dijalankan secara komprehensif, konsisten, dan terus diperbaiki sesuai dengan keperluan. Implementasi manajemen risiko berbasis ISO 31000:2009 secara mendetail dan menyeluruh pada ketiga komponen tersebut diharapkan dapat meningkatkan efektivitas manajemen risiko organisasi.

2.5. Penilaian Risiko Sistem Perpipaan

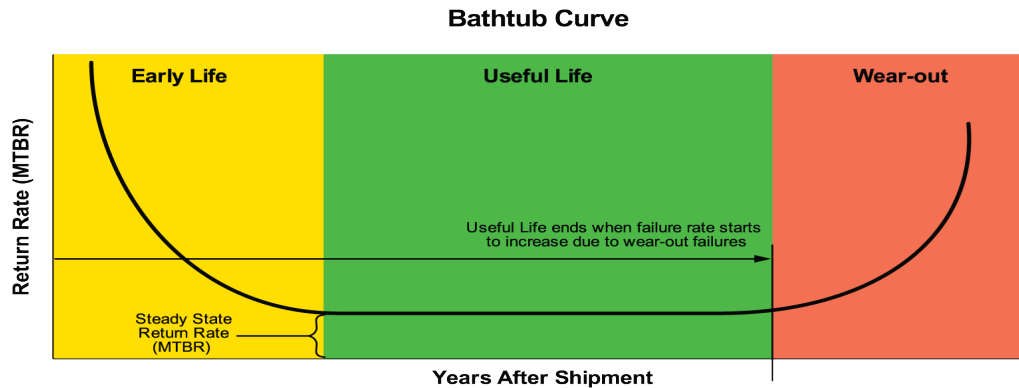
Cepatnya perkembangan transportasi hidrokarbon dari *offshore* menuju *onshore* mendesak pengembangan jaringan pipa bawah laut untuk memenuhi kebutuhan energi manusia. Pada fasilitas produksi *offshore*, kejadian tidak

diinginkan seperti penyok atau pecah pada jaringan pipa bawah laut diakibatkan oleh benturan benda asing sangat mungkin terjadi. Pada keadaan seperti penyok atau goresan pada jaringan pipa bawah laut dapat membuat pecahnya pipa tersebut dimasa akan datang akibat menurunnya daya tahan pipa sehingga tidak kuat menahan beban tekanan operasional (Kawsar, Samy Adly Youssef, Kumar, Seo, & Paik, 2015).

Dampak yang terjadi akibat kegagalan sistem perpipaan dikategorikan menjadi dua yaitu dampak langsung dan dampak tidak langsung. Dampak langsung akibat dari kegagalan sistem perpipaan adalah kerusakan properti/peralatan, kematian/penyakit pada manusia, kerusakan lingkungan, kehilangan produk (misalnya minyak dan gas), biaya perbaikan, biaya pembersihan dan remediasi. Sedangkan dampak tidak langsung dapat berupa litigasi, pelanggaran kontrak, ketidakpuasan konsumen, reaksi politik, kehilangan pangsa pasar dan denda/hukuman dari pemerintah (Muhlbauer, 2004).

Pengurangan nilai risiko dapat dilakukan dengan berbagai macam cara seperti pemasangan pelindung tambahan pada jalur pipa, peletakan pelampung (*marker buoys*) di atas jalur pipa, penyediaan sistem radar surveillance dan juga penambahan kapal patrol (Pillay & Vollen, 2011).

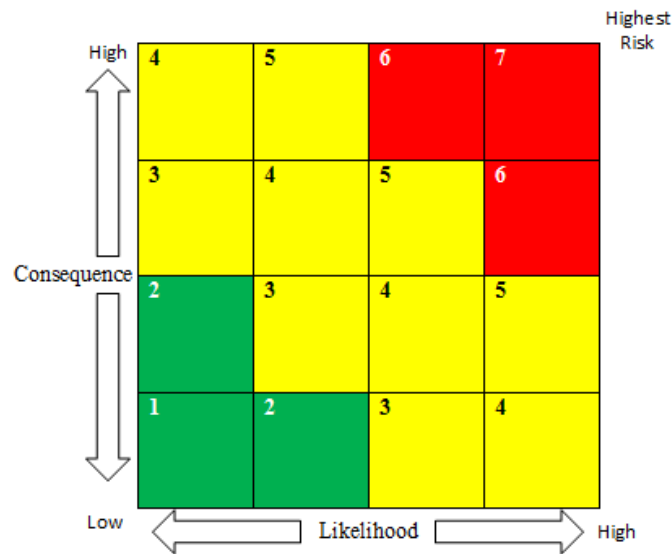
Gambar 2.7 memperlihatkan bentuk grafik bathub yang menggambarkan bahwa *failure rate* dari komponen manufaktur termasuk sistem perpipaan sangat erat hubungannya dengan waktu. Pada saat pertama kali sebuah komponen atau pipa dibuat maka akan banyak kerusakan yang terjadi akibat dari proses pembuatannya itu sendiri. Setelah kerusakan ini diperbaiki maka komponen atau pipa yang *survive* tersebut masuk ke fase selanjutnya yaitu fase konstan. Pada fase ini mekanisme kerusakan biasanya diakibatkan hal-hal seperti kerusakan oleh pihak ketiga dan bencana alam. Selanjutnya fase terakhir adalah fase habis/aus, dimana fase ini yang memerankan paling penting pada mekanisme kerusakan adalah korosi dan *fatigue* (Muhlbauer, 2004).



Gambar 2.7 Skema *Bathup Curve* Terkait Integritas Komponen Pipa
(Sumber: www.technical.net.au)

2.5.1 *Matrix Model*

Salah satu pendekatan penilaian risiko yang paling sederhana adalah model matriks. Pendekatan ini menilai risiko sesuai dengan kemungkinan dan potensi dampak dari suatu kejadian dengan skala yang sederhana seperti tinggi, sedang, rendah atau skala numerik (skor 1 sampai 7). Setiap sel dari matriks diisi dengan suatu kejadian berdasarkan persepsi kemungkinan dan persepsi dampak yang diyakini dapat terjadi. Kejadian dengan kemungkinan tinggi dan dampak yang tinggi tentu saja akan memiliki risiko yang paling tinggi di antara yang lainnya dan biasanya terletak di ujung kanan atas seperti ditunjukkan pada Gambar 2.8. Pendekatan ini dapat dilakukan dengan dua cara, yaitu cara sederhana dengan menggunakan pendapat ahli atau cara yang lebih rumit dengan menggunakan aplikasi berbasis informasi kuantitatif untuk menentukan peringkat risiko. Meskipun pendekatan ini tidak dapat mempertimbangkan semua faktor yang bersangkutan dan bagaimana keterkaitan antar faktor, paling tidak pendekatan ini membantu menggambarkan risiko dengan memecahnya menjadi dua bagian yaitu probabilitas (*likelihood*) dan konsekuensi (*consequence*).



Gambar 2.8 Bentuk *Risk Matrix*
(Sumber: Muhlbauer, 2004)

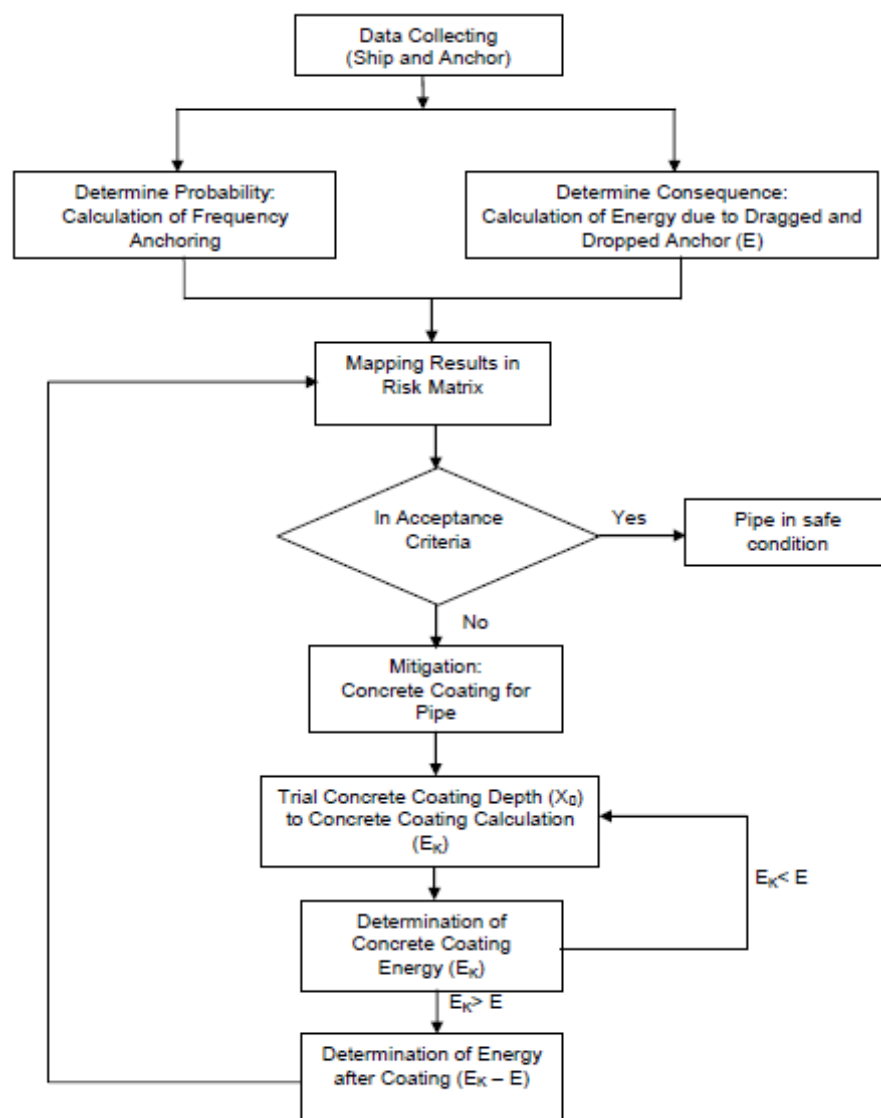
Evaluasi risiko dengan menggunakan matrix model ini dilakukan secara *qualitative judgment* dari para ahli. Metode ini dapat dilakukan dengan waktu yang singkat namun hasil yang didapatkan akan tergantung dari pakar atau tim yang terlibat dalam penilaian suatu risiko.

2.5.2 *Probabilistic Model*

Model penilaian risiko yang paling kompleks adalah *probabilistic risk assessment* (PRA) atau paling sering disebut *quantitative risk assessment* (QRA). Model ini memerlukan data yang kompleks dan memakan biaya yang lebih banyak dari model penilaian risiko yang lainnya. Model ini populer pertama kali pada pabrik kimia dan reaktor nuklir. Salah satu pendekatan penilaian risiko kuantitatif untuk sistem perpipaan adalah DNV-RP-F107, *Risk Assessment of Pipeline Protection*. Metode ini merupakan *recommended practice* yang menyediakan pendekatan risiko untuk melakukan penilaian sistem proteksi pipa bawah laut terhadap dampak benturan dengan beban eksternal seperti jangkar, kontainer dan material-material lainnya yang bisa merusak komponen pipa (DNV, 2010).

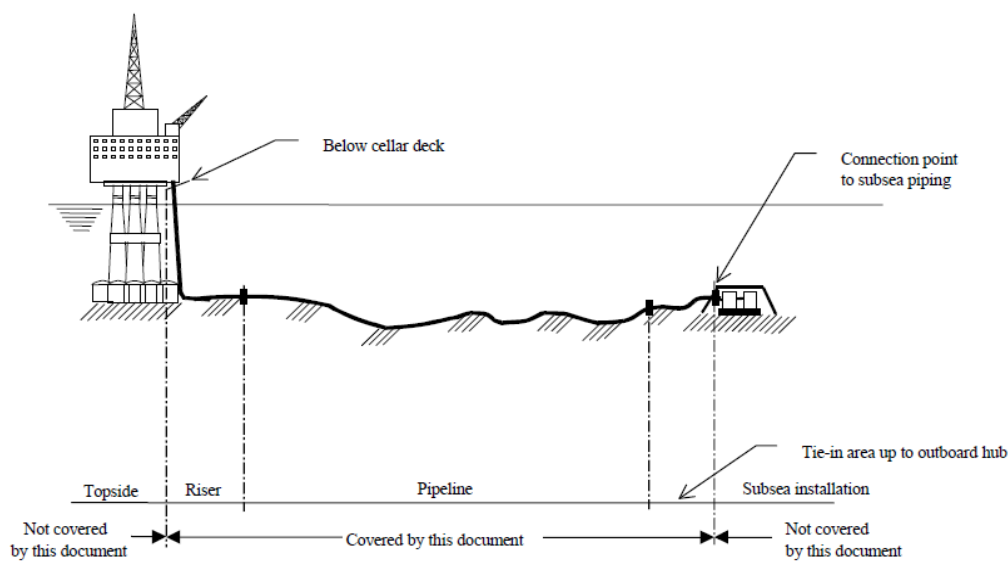
Tahap awal metode ini adalah dengan melakukan identifikasi bahaya yang mungkin timbul saat pengoperasian pipa, misalnya bahaya kejatuhan benda

dari aktivitas seperti pengangkatan material pada saat konstruksi, bahaya pada saat kapal menurunkan jangkar, bahaya saat ada kapal yang tenggelam dan lain sebagainya. Tahap selanjutnya dilakukan penilaian risiko dengan cara melakukan evaluasi terhadap frekuensi kejadian tersebut serta evaluasi terhadap dampak yang timbul akibat dari kejadian-kejadian yang mungkin timbul seperti yang disebutkan di atas. Tahapan metode ini dapat dilihat pada bagan yang tertera pada Gambar 2.9.



Gambar 2.9 *Probabilistic Model flowchart*
(sumber : (DNV, 2010))

Batasan metode penilaian ini adalah hanya mencakup penilaian risiko pada kejadian dampak benturan eksternal dengan bagian *risers* dan *pipelines*, tetapi tidak mencakup *topside platform* maupun *subsea installation* lainnya selain pipa, seperti diperlihatkan pada Gambar 2.10. Selain itu penilaian risiko dengan metode ini tidak mencakup faktor risiko lainnya yang dapat berdampak pada pengoperasian sistem perpipaan yaitu korosi, erosi, desain pipa dan faktor lainnya (DNV, 2010).



Gambar 2.10 Batasan Penilaian Risiko DNV-RP- F107
(Sumber: DNV, 2008)

Evaluasi risiko dengan menggunakan matrix model ini dilakukan secara *semi quantitative*. Dimana dilakukan perhitungan yang cukup detail (*quantitative*) pada penilaian *probability* dan *consequency* sedangkan untuk evaluasi risiko dilakukan dengan menggunakan *risk matrix* seperti pada Gambar 2.11.

Risk Matrix						
FREQUENCY (PoF)	5	$< 10^{-2}$				
	4	$10^{-3} - 10^{-2}$				
	3	$10^{-4} - 10^{-3}$				
	2	$10^{-5} - 10^{-4}$			j.1	o.1
	1	$> 10^{-5}$				
LOW RISK			< 2.53	2.53 - 7.16	7.16 - 13.15	13.15 - 20.25
MEDIUM RISK			A	B	C	D
HIGH RISK			E			
			ENERGY (CoF)			

Note:

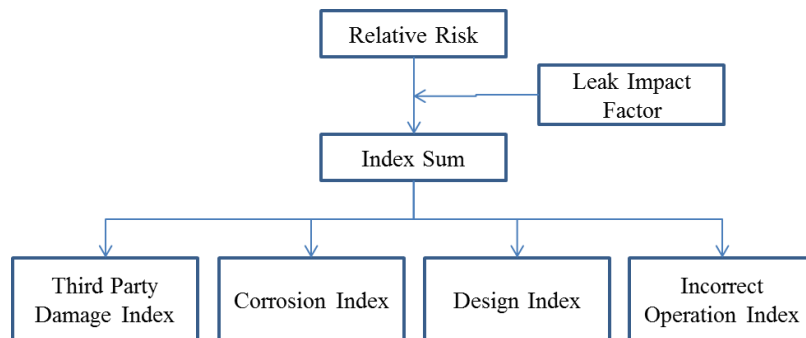
o.1 = Dropped anchor from typical cargo vessel; j.1 = Hooking energy due to dragged anchor from typical cargo vessel

Gambar 2.11 Matriks Risiko *Probabilistic Model*
(sumber : (DNV, 2010))

2.5.3 Metode Indeks Kent Muhlbauer

Secara umum, risiko didefinisikan sebagai kemungkinan dari suatu kejadian yang dapat berdampak pada kerugian atau membesarnya dampak kerugian tersebut. Dari definisi ini dapat disimpulkan bahwa risiko meningkat jika kemungkinan kejadiannya meningkat dan dampak dari kejadian tersebut juga meningkat (Muhlbauer, 2004).

Gambar 2.12 menjelaskan metodologi penilaian risiko (Muhlbauer, 2004) dimana dalam metodologi ini diperkenalkan penilaian risiko dengan menghitung *relative index* yang mempertimbangkan *probability index* dan *leak impact factor*. Pada *indexing method* ini, nilai numerik (skor) diberikan pada kondisi atau aktivitas penting pada sistem perpipaan yang berkontribusi terhadap gambaran risiko sistem perpipaan tersebut. Hal ini mencakup variabel yang berkontribusi untuk menurunkan maupun menaikkan nilai risiko. Ciri khas dari penilaian risiko dengan metode Muhlbauer ini yaitu dengan membagi pipa menjadi beberapa *section* agar perhitungan dapat dilakukan lebih akurat dan pemilihan pengendalian risiko dapat lebih spesifik.



Gambar 2.12 *Risk Assessment Flowchart* dari metode Ken Muhlbauer (sumber : (Muhlbauer, 2004))

Probability Index menunjukkan besarnya kemungkinan suatu pipa mengalami kegagalan. Dalam penilaian indeks Muhlbauer ini, disepakati bahwa semakin besar nilai yang dihasilkan maka semakin kecil kemungkinan terjadinya kegagalan pada jalur pipa atau dengan kata lain *reliability* atau keandalan dari pipa tersebut semakin meningkat. Nilai yang diberikan mengacu pada data terbaru dan didukung oleh data historis suatu jalur pipa. Penilaian pada *probability index* yang dilakukan meliputi empat indeks utama, yaitu:

1. *Third-party Damage Index*
2. *Corrosion Index*
3. *Design Index*
4. *Incorrect Operations Index*

Third-party damage index menilai kemungkinan kerusakan pada pipa yang diakibatkan oleh kegiatan yang tidak berhubungan dengan kegiatan pemasangan, perawatan maupun perbaikan dari pipa itu sendiri. Penilaian third party damage diambil dari kegiatan yang dilakukan oleh pihak luar yang mengakibatkan kerusakan pada pipa. Penilaian pada indeks ini termasuk kegiatan-kegiatan eksternal maupun internal perusahaan seperti kegiatan *seismic*, *drilling*, aktivitas kapal yang lalu lalang di daerah pipa dan aktivitas lainnya yang tidak berhubungan dengan pipa tersebut. Sedangkan kerusakan yang diakibatkan oleh kegiatan yang berhubungan dengan jalur pipa dikategorikan pada penilaian *incorrect operations index*.

Corrosion index menilai tiga jenis korosi pada umumnya yaitu: *atmospheric corrosion*, *internal corrosion* dan *subsurface corrosion*. Tiga hal ini mencerminkan kondisi umum pada dinding pipa yang mungkin terkena dampak. *Atmospheric corrosion* berhubungan dengan komponen pipa itu. *Internal corrosion* berhubungan dengan korosi yang disebabkan karena produk atau kandungan dalam pipa. Sedangkan *subsurface pipe corrosion* adalah penilaian korosi yang paling kompleks karena merefleksikan mekanisme perlindungan korosi yang diterapkan pada pipa, seperti *cathodic protection*, *pipeline coatings*, dan lain sebagainya.

Penilaian *index* Mulhbauer tidak hanya melihat potensi mekanisme kegagalan secara aktif, namun juga kemampuan pipa untuk menahan mekanisme kegagalan. Ketahanan desain (*design index*), keselamatan pipa (*safety design factor*), dan verifikasi integriti pipa (*integrity verification*) akan berperan dalam perhitungan risiko absolut dalam mempertimbangkan kemungkinan kegagalan (*time to fail*).

Sedangkan variabel pada *incorrect operations index*, mempunyai penilaian yang mencakup kegiatan atau aktivitas pada saat fase desain (*design*), fase konstruksi (*construction*), fase operasi (*operational*) dan fase perawatan (*maintenance*).

Penilaian *leak impact factor* dilakukan dengan mempertimbangkan dampak terhadap lingkungan sekitar, keselamatan dan juga kerugian bisnis.

Penilaian risiko menggunakan metode Muhlbauer dapat dilakukan dengan menghitung risiko relatif sebagai perbandingan risiko antara satu pipa dengan pipa yang lain. *Relative risk* dapat dihitung dengan membandingkan antara *index sum* dengan *leak impact factor*. Perhitungan *absolut risk* metode Muhlbauer dapat dilakukan dengan cara kualitatif dengan menggunakan *risk matriks*. *Risk matrix* yang digunakan dapat disesuaikan dengan kebutuhan masing-masing perusahaan dengan membuat kriteria yang sesuai dengan karakteristik pipa. Namun perlu dipahami perbedaan dalam perhitungan *relative risk* dan *absolute risk* terdapat pada perhitungan *probability*, dimana pada perhitungan *relative risk*, *probability* dihitung dengan menggunakan *index sum*, sedangkan pada *absolute risk* dihitung dengan menggunakan *probability of failure*. *Index*

sum berbanding terbalik dengan *probability of failure*. Jika semakin tinggi *index sum* menyatakan semakin aman suatu section pipa, maka semakin tinggi *probability of failure* maka semakin tinggi kemungkinan kegagalan suatu segmen pipa.

Kelebihan dari *indexing models* Muhlbauer (2004) dalam penilaian risiko sistem perpipaan adalah:

- a. Menilai risiko secara komprehensif yaitu tidak hanya dari faktor kerusakan oleh pihak ketiga tetapi juga dari faktor korosi, desain dan pengoperasian.
- b. Merupakan model analisis risiko perpipaan semi-kuantitatif yang cocok dengan kondisi perpipaan di lapangan ONWJ, karena kondisi fasilitas yang sudah tua (*aging facilities*).
- c. Dapat memberikan jawaban langsung atas tingkat risiko pada setiap segmen pipa.
- d. Merupakan alat penilaian risiko yang murah.
- e. Memberikan rekomendasi pengendalian yang tepat terhadap risiko yang hadir dalam sistem perpipaan.

2.5.4 Pemilihan Metode Penilaian Risiko

Dari pemaparan diatas dapat ditunjukkan perbandingan kelebihan dan kekurangan masing-masing model penilaian risiko seperti pada Tabel 2.1.

Tabel 2.1 Perbandingan Model Penilaian Risiko

	<i>Matrix Model</i>	<i>Probabilistic Model</i>	<i>Index Model</i>
Ruang Lingkup	Umum	Untuk jaringan pipa	Untuk jaringan pipa bawah laut
Prioritas	Prioritas secara umum	Prioritas detail dan tertuju pada kelemahan segmen pipa	Prioritas detail dan tertuju pada kelemahan segmen pipa
Identifikasi risiko	Umum sesuai kesepakatan	Detail sesuai dengan standar yang digunakan	Detail sesuai dengan standar yang digunakan
Ketergantungan terhadap preferensi tenaga ahli	Tinggi	Tinggi	Sedang
Penentuan Program Pemeliharaan yang diperlukan	Umum dan perlu program evaluasi lanjutan dan sangat tergantung preferensi tenaga ahli	Cukup detail sesuai standar dan tingkat risiko yang diharapkan dan preferensi ada namun lebih terukur	Cukup detail sesuai standar dan tingkat risiko yang diharapkan dan preferensi ada namun lebih terukur
Waktu	Mudah dan singkat	Lebih sulit dan membutuhkan program untuk mempersingkat waktu	Relatif lebih sulit dan membutuhkan program untuk mempersingkat waktu
Tingkat Akurasi dan ketergantungan dengan data lapangan	Cukup membantu untuk menentukan analisis awal dan relatif lebih umum untuk data yang dibutuhkan	Lebih akurat dari matrix dan membutuhkan data lapangan yang lebih spesifik	Lebih akurat dari matrix dan membutuhkan data lapangan yang lebih spesifik

Dari perbandingan tiga buah model penilaian risiko di atas, metode *Index Model* atau metode Kent Muhlbauer memberikan keuntungan lebih banyak dibandingkan metode lainnya. Dengan demikian peneliti memilih menggunakan metode (Muhlbauer, 2004) dalam melakukan penilaian risiko.

2.6. Pengambilan Keputusan untuk Pengendalian Risiko

Setelah dilakukan penilaian risiko, maka proses berikutnya adalah melakukan pengendalian risiko. Pengendalian risiko dimaksudkan untuk menurunkan risiko ke tingkat yang dapat diterima oleh semua pihak. Dalam assessment yang melibatkan banyak pihak akan muncul beberapa alternatif

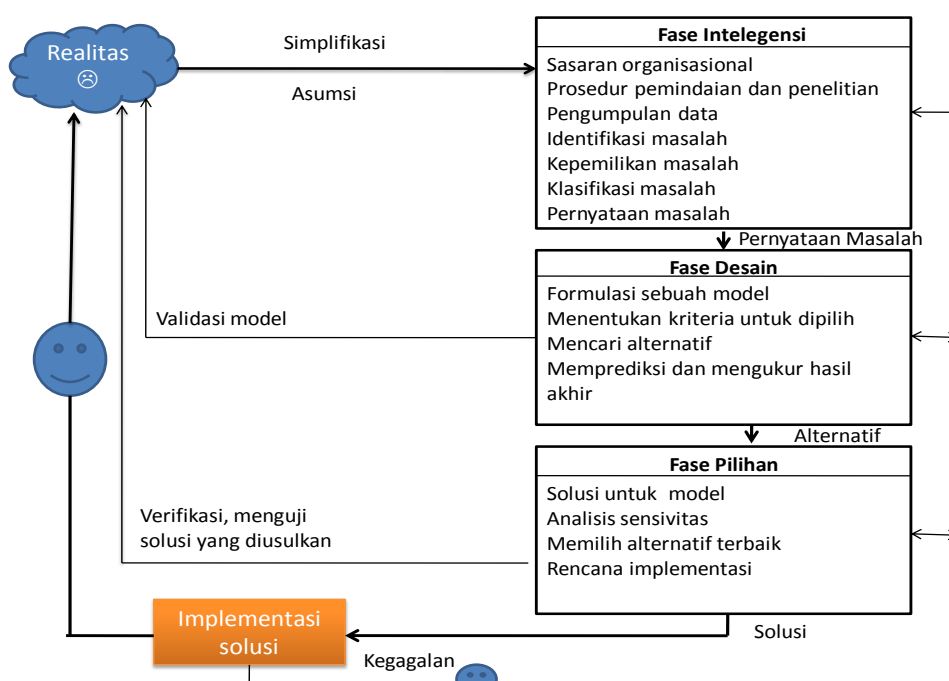
pengendalian risiko dimana masing-masing alternatif akan mempunyai kelebihan dan kekurangan yang kemungkinan menimbulkan kontradiksi diantara pihak-pihak yang berkepentingan. Oleh karena itu diperlukan mekanisme yang komprehensif sehingga proses pengambilan keputusan dapat meyakinkan pihak-pihak terkait.

2.6.1 Proses Pengambilan Keputusan

Penggambaran proses pengambilan keputusan rasional menurut model Simon (Turban et.al 2005) dalam alur pikir seperti ditampilkan dalam Gambar 2.13 yang terdiri dari tiga tahapan utama:

- (i) Fase *Intelligence*: pengambil keputusan melakukan proses identifikasi atas semua lingkup masalah yang harus diselesaikan. Tahap ini pengambilan keputusan harus memahami realitas dan mendefinisikan masalah dengan menguji data yang yang diperoleh,
- (ii) Fase *Design*: melakukan pemodelan problem yang didefinisikan dengan terlebih dahulu menguraikan elemen keputusan, alternatif variabel keputusan, kriteria evaluasi yang dipilih. Perlu dipaparkan asumsi yang menyederhanakan realitas dan diformulasikan semua hubungan elemennya. Model kemudian divalidasi serta berdasar kriteria yang ditetapkan untuk melakukan evaluasi terhadap alternatif keputusan yang akan dipilihnya. Penentuan solusi merupakan proses mendisain dan mengembangkan alternatif keputusan, menentukan sejumlah tindakan yang akan diambil, sekaligus penetapan konsekuensi atas pilihan dan tindakan yang diambil sesuai dengan problem yang sudah didefinisikan. Pada tahap ini juga menetapkan nilai dan bobot yang diberikan kepada setiap alternatif,
- (iii) Fase Pemilihan: merupakan tahapan pemilihan terhadap solusi yang dihasilkan dari model. Bilamana solusi bisa diterima pada fase terakhir ini lalu implementasi solusi keputusan pada dunia nyata,

Pengambilan keputusan sebagai domain bidang keilmuan memiliki aspek ontologi, epistemologi maupun aksiologi memiliki kaidah pendekatan ilmiah tertentu yang sistematis, spesifik, teratur dan terarah. Dari ranah paradigma pengambilan keputusan, pendekatan yang banyak dikaji dimasa sekarang adalah pengambilan keputusan rasional yaitu bentuk pengambilan keputusan yang diperhitungkan secara matematis atau statistik, ini bukan berarti pengambilan keputusan “non-rasional” tidak penting.



Gambar 2.13 Tahapan Proses Pengambilan Keputusan Rasional
(Sumber: Model Simon)

Menyadari bahwa dalam proses pengambilan keputusan informasi sebagai dasar pembuatan keputusan tidak sempurna, adanya kendala waktu, biaya serta keterbatasan pengambil keputusan yang rasional untuk mengerti dan memahami masalah, maka keputusan diarahkan pada konsep keputusan dengan rasional terbatas (*bounded rationality*). Rasionalitas terbatas ini berupa proses penyederhanaan model pengambil keputusan tanpa melibatkan seluruh masalah (Suryadi dan Ramdhani, 1998). Sehingga model keputusan yang dihasilkan dari pendekatan ini hanya berupa “*satisficing model*”. Salah satu representasi model

dan teknik keputusan yang mendasarkan pada konsep rasional terbatas ini adalah metode pengambil keputusan multikriteria.

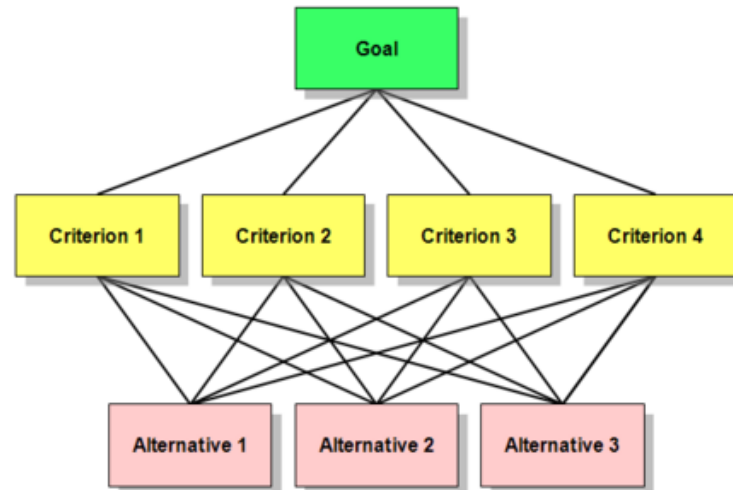
2.6.2 *Analytic Hierarchy Process (AHP)*

Metode pengambil keputusan multikriteria pada penelitian ini diusulkan menggunakan metode AHP dalam pengambilan keputusan alternatif sistem proteksi pipa bawah laut setelah diketahui nilai risikonya. Ciptomulyono (2001) memaparkan bahwa pendekatan AHP dikembangkan berangkat dari teori pengukuran berkaitan dengan kriteria keputusan yang kuantitatif/non-kuantitatif (*tangible/intangible*) dalam model keputusan yang mengandung resolusi konflikual. Karenanya prinsip dari pendekatan ini berusaha mengakomodasi aspek-aspek kognitif, pengalaman dan pengetahuan subyektif dari pengambil keputusan sebagai data dasar yang menentukan dalam proses pengambilan keputusan.

Dalam implementasinya, AHP dapat diintegrasikan dengan metoda lainnya seperti metoda Delphi. Integrasi antar keduanya memungkinkan untuk memformulasikan preferensi objektif/kriteria responden secara kolektif melalui pendekatan Delphi. Kemudian, proses penelusuran mencapai kompromi dilakukan dengan menggunakan pendekatan AHP yang sekaligus bisa mengukur konsistensi penetapan bobot prioritas kepentingan objektif/kriteria keputusan secara lebih objektif (Ciptomulyono, Integrasi Metode Delphi dan Prosedur Analisis Hierarkhis (AHP) Untuk Identifikasi dan Penetapan Prioritas Objektif/Kriteria Keputusan, 2001). Selain itu dalam langkah pembobotan kriteria juga dapat diusulkan Fuzzy Goal Programming (Ciptomulyono, Fuzzy Goal Programming Approach for Deriving Priority Weights in the Analytical Hierarchy Process (AHP) Method, 2008) sebagai teknik alternatif dalam penilaian pembobotan dari teknik original yang dilakukan oleh (Saaty, 2008).

Metode AHP pertama kali dikembangkan oleh Thomas L. Saaty, seorang ilmuwan matematika sebagai algoritma pengambilan keputusan untuk permasalahan multikriteria biasa disebut MCDM (*Multi Criteria Decision Making*). Permasalahan multikriteria dalam AHP disederhanakan dalam bentuk hirarki yang terdiri dari tiga komponen utama yaitu tujuan atau goal dari pengambilan

keputusan, kriteria penilaian dan alternatif pilihan. Adapun gambaran sederhana dari hirarki pada metode AHP seperti ditunjukkan pada Gambar 2.14.



Gambar 2.14 Skema *Analytic Hierarchy Process*
(Sumber: Saaty, 2008)

Dalam persamaannya dapat dilihat pada matrix Gambar 2.15.

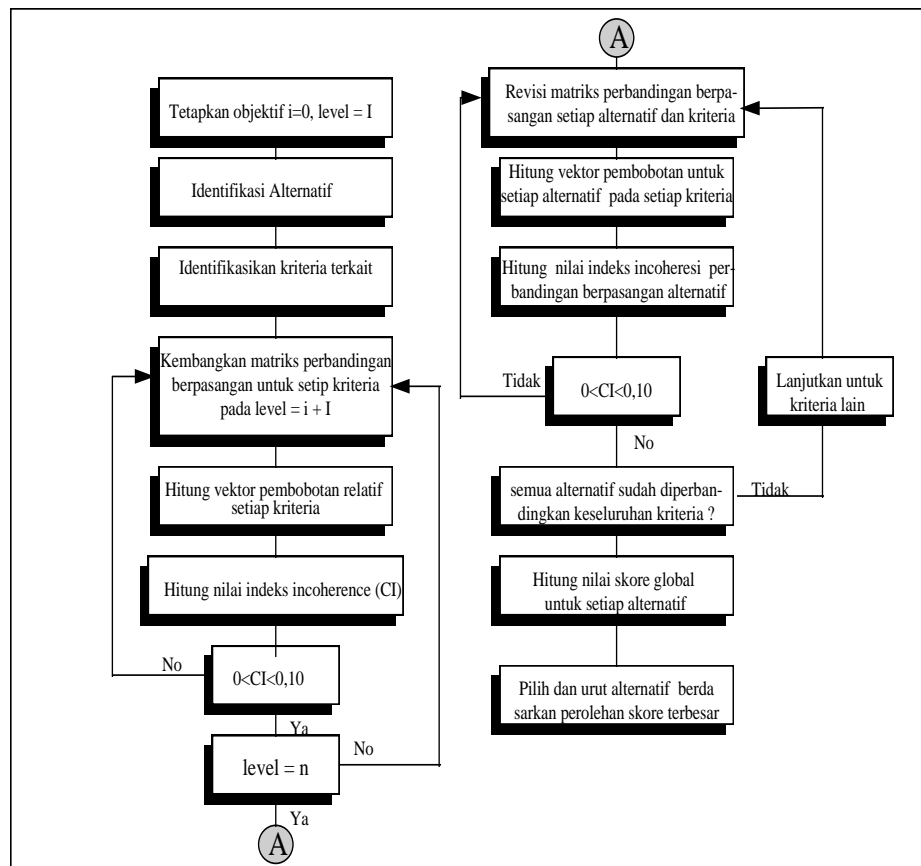
$$\begin{bmatrix}
 \frac{w_1}{w_1} & \frac{w_1}{w_2} & \frac{w_1}{w_3} & \dots & \frac{w_1}{w_n} \\
 \frac{w_2}{w_1} & \frac{w_2}{w_2} & \frac{w_2}{w_3} & \dots & \frac{w_2}{w_n} \\
 \frac{w_3}{w_1} & \frac{w_3}{w_2} & \frac{w_3}{w_3} & \dots & \frac{w_3}{w_n} \\
 \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\
 \frac{w_n}{w_1} & \frac{w_n}{w_2} & \frac{w_n}{w_3} & \dots & \frac{w_n}{w_n}
 \end{bmatrix}
 \begin{bmatrix}
 W_1 \\
 W_2 \\
 W_3 \\
 \vdots \\
 W_n
 \end{bmatrix}
 = n
 \begin{bmatrix}
 W_1 \\
 W_2 \\
 W_3 \\
 \vdots \\
 W_n
 \end{bmatrix}$$

Gambar 2.15 Persamaan Matriks *Analytic Hierarchy Process* (AHP)
(Sumber: Saaty, 2008)

Dalam menggunakan AHP, langkah–langkah dan proses yang harus dilalui adalah sebagai berikut (Saaty, 2008):

- Mendefinisikan permasalahan dan penentuan tujuan. Jika AHP digunakan untuk memilih alternatif atau menyusun prioritas alternatif, pada tahap ini dilakukan pengembangan alternatif.
- Menyusun masalah kedalam hirarki sehingga permasalahan yang kompleks dapat ditinjau dari sisi yang detail dan terukur.
- Penyusunan prioritas untuk tiap elemen masalah pada hirarki. Proses ini menghasilkan bobot atau kontribusi elemen terhadap pencapaian tujuan sehingga elemen dengan bobot tertinggi memiliki prioritas penanganan. Prioritas dihasilkan dari suatu matriks perbandingan berpasangan antara seluruh elemen pada tingkat hirarki yang sama.
- Melakukan pengujian konsistensi terhadap perbandingan antar elemen yang didapatkan pada tiap tingkat hirarki.

Proses pengambilan keputusan AHP seperti pada Gambar 2.16.



Gambar 2.16 Proses Analisis Hirarki – AHP
(Sumber: Saaty, 2008)

Dalam pengambilan keputusan, AHP memiliki kelebihan dibandingkan dengan metode pengambil keputusan lainnya. Kelebihan tersebut antara lain (Herawan, 2012):

- Dapat menyelesaikan permasalahan yang kompleks, dan strukturnya tidak beraturan, bahkan permasalahan yang tidak terstruktur samasekali.
- Kurang lengkapnya data tertulis atau data kuantitatif mengenai permasalahan tidak mempengaruhi kelancaran proses pengambilan keputusan karena penilaian merupakan sintesis pemikiran berbagai sudut pandang responden.
- Sesuai dengan kemampuan dasar manusia dalam menilai suatu hal sehingga memudahkan penilaian dan pengukuran elemen.
- Metode dilengkapi dengan pengujian konsistensi sehingga dapat memberikan jaminan keputusan yang diambil.

- Selain itu, AHP mempunyai kemampuan untuk memecahkan masalah yang multi obyektif dan multi kriteria yang berdasarkan pada perbandingan preferensi dari setiap elemen dalam hirarki. Sehingga dapat dikatakan bahwa AHP merupakan suatu metode pengambilan keputusan yang komprehensif

Namun selain kelebihan diatas, AHP juga mempunyai beberapa kekurangan yaitu:

- AHP tidak dapat diterapkan pada suatu perbedaan sudut pandang yang sangat tajam/ekstrim di kalangan responden.
- Responden yang dilibatkan harus memiliki pengetahuan dan pengalaman yang cukup tentang permasalahan serta metode AHP.
- Ketidakmampuan dalam mengatasi faktor ketidakpresisian yang dialami oleh pengambil keputusan ketika harus memberikan nilai yang pasti (pengevaluasian) konsep produk berdasarkan jumlah kriteria melalui perbandingan berpasangan (*pairwise comparison*).
- Perhitungan manual AHP akan memunculkan kesulitan apabila kriteria yang digunakan lebih dari sepuluh kriteria.
- Dimana terdapat kemungkinan hirarki yang berbeda apabila diaplikasikan pada masalah yang identik, sehingga dapat memungkinkan perubahan hasil yang berdampak besar akibat perubahan berskala kecil yang terjadi.

Salah satu studi kasus menggunakan AHP dalam pemilihan rute alternatif untuk pemasangan jalur pipa di Amerika (Benucci & Tallone, 2014) dilakukan dengan mempertimbangkan kriteria-kriteria seperti keselamatan, ramah terhadap lingkungan, kemudahan dalam pemasangan dan waktu pemasangan. Kriteria-kriteria tersebut diurut berdasarkan tingkat prioritas secara berturut-turut mulai dari jaminan keselamatan, keramahan terhadap lingkungan, kemudahan dalam pemasangan dan waktu pemasangan yang singkat. Alternatif dalam pemilihan sistem proteksi jalur pipa dapat dilakukan pada sepanjang jalur pipa maupun hanya terbatas pada bagian yang bersinggungan dengan jalur pelayaran. Alternatif yang dapat dilakukan menurut (HSE, 2009) seperti ditunjukkan pada Tabel 2.2.

Tabel 2.2 Jenis-jenis Sistem Proteksi Pipa Bawah Laut

Sistem Proteksi	Penjelasan	Keefektifan
Memasang pipa lebih tebal	Saat penilaian risiko menunjukkan dampak dari benturan jangkar tidak dapat diterima oleh pipa, maka mendesain ulang dengan menambah ketebalan pipa yang akan dipasang adalah cara termudah dan termurah.	Efektif untuk kapal-kapal dengan jangkar kecil dengan harga yang relatif lebih murah.
Penambahan lapisan beton pada pipa	Lapisan beton memberikan perlindungan yang terbatas. Lapisan ini mudah rusak oleh jangkar dan hanya akan efektif terhadap jangkar kecil. Lapisan ini akan memberikan tingkat perlindungan dengan menyerap energi benturan awal yang dapat mengurangi risiko penyok dan retak kecil dengan mengurangi energi benturan di sekitar zona yang terdampak.	Tidak terlalu memberikan perlindungan yang signifikan terhadap jalur pipa dari jangkar kapal besar, namun dapat menyerap sebagian dampak dan mengurangi risiko kerusakan pipa.
Hanya digali/digali dan dikubur	Bagian dari pipa bawah laut yang rentan dapat ditingkatkan perlindungannya dari kerusakan mekanis dengan menguburnya di dasar laut. Sangat penting untuk menentukan kedalaman penguburan optimal karena ini adalah aktivitas yang mahal. Kedalaman penetrasi jangkar yang mungkin, dapat diperkirakan dengan mengacu pada desain jangkar. Jangkar kapal terbesar bisa menembus dasar laut sampai kedalaman beberapa meter di tanah yang lunak. Saat menentukan kedalaman penggalian, pertimbangan terhadap erosi akibat arus laut harus dilakukan. Pertimbangan juga harus diberikan untuk meningkatkan kedalaman penggalian saat pipa mendekati daratan atau jalur pelayaran.	Penggalian berdampak pada penurunan risiko yang tidak terlalu signifikan pada jangkar yang besar namun dapat mengurangi risiko jangkar kapal kecil. Beberapa peneliti mengklaim penggalian dan penimbunan kembali dengan kerikil kasar dapat melindungi jaringan pipa dengan membiarkan jangkar terlepas dari dasar laut.
Ditutup oleh bebatuan/krikil	Pipa dapat terlindungi dari beban eksternal dengan menutupinya dengan bahan yang sesuai. Hal ini mengurangi kemungkinan dampak dan kerusakan abrasi, namun penetrasi pada lapisan penutup masih	Dapat membelokkan arah jangkar dari pipa. Jangkar terseret yang tertanam dengan baik tidak mungkin dibelokkan.

Sistem Proteksi	Penjelasan	Keefektifan
	memungkinkan. Jenis proteksi ini bekerja dengan cara menyebabkan jangkar miring sehingga mengakibatkan ketidakstabilan jangkar dan penurunan penetrasi.	
Ditutupi dengan matras/ <i>grout bag</i>	Beberapa pertimbangan ketika menggunakan matras dan grout bag: a. Stabilitas di dasar laut b. Keselamatan dan kemudahan dalam pemasangan c. Bentuk, ukuran dan fleksibilitas matras untuk memungkinkan penempatan yang akurat d. Efek gerak kapal saat menempatkan matras	Dapat menawarkan perlindungan dari kerusakan jangkar di area sensitif atau di dalam jalur pelayaran atau pintu masuk pelabuhan
Pemasangan Struktur Perlindungan	Perlindungan untuk <i>valve dan tees</i> dapat dilakukan dengan menutupinya dengan struktur pelindung. Struktur pelindung juga bisa disediakan untuk jaringan pipa.	Dapat menawarkan perlindungan dari kerusakan jangkar di area sensitif atau di dalam jalur pelayaran atau pintu masuk pelabuhan

(Sumber: HSE, 2009)

BAB 3

METODE PENELITIAN

Metodologi penelitian merupakan landasan atau acuan agar proses penelitian berjalan secara sistematis, terstruktur dan terarah. Metodologi penelitian merupakan tahapan-tahapan proses penelitian atau urutan langkah-langkah yang harus dilakukan oleh peneliti dalam melakukan penelitian. Pada bab ini dibahas mengenai desain penelitian, pengumpulan data, pengolahan dan analisis data dengan penilaian risiko menggunakan metode Kent Mulhbauer dan pemilihan pengendalian risiko menggunakan metode AHP, yang kemudian dinilai lagi risiko akhir jika alternatif pengendalian risiko terpilih sudah dilakukan. Juga dijelaskan waktu dan lokasi penelitian tesis.

3.1. Desain Penelitian

Penelitian ini merupakan penelitian deskriptif analitik yang dilakukan dengan menggunakan pendekatan konsep manajemen risiko ISO 31000:2009. Proses manajemen risiko dimulai dengan menetapkan ruang lingkup jalur pipa yang akan dikelola risikonya. Selanjutnya kegiatan identifikasi risiko dilakukan untuk mengetahui potensi-potensi bahaya apa saja yang mungkin timbul dan juga dilakukan pengumpulan data kegagalan sistem perpipaan baik internasional maupun nasional sebagai data pendukung.

Selanjutnya dilakukan tahap analisis risiko dengan menggunakan metode analisis risiko semi kuantitatif yang dikembangkan dari *indexing models* Kent Muhlbauer dalam bukunya *Pipeline Risk Management*.

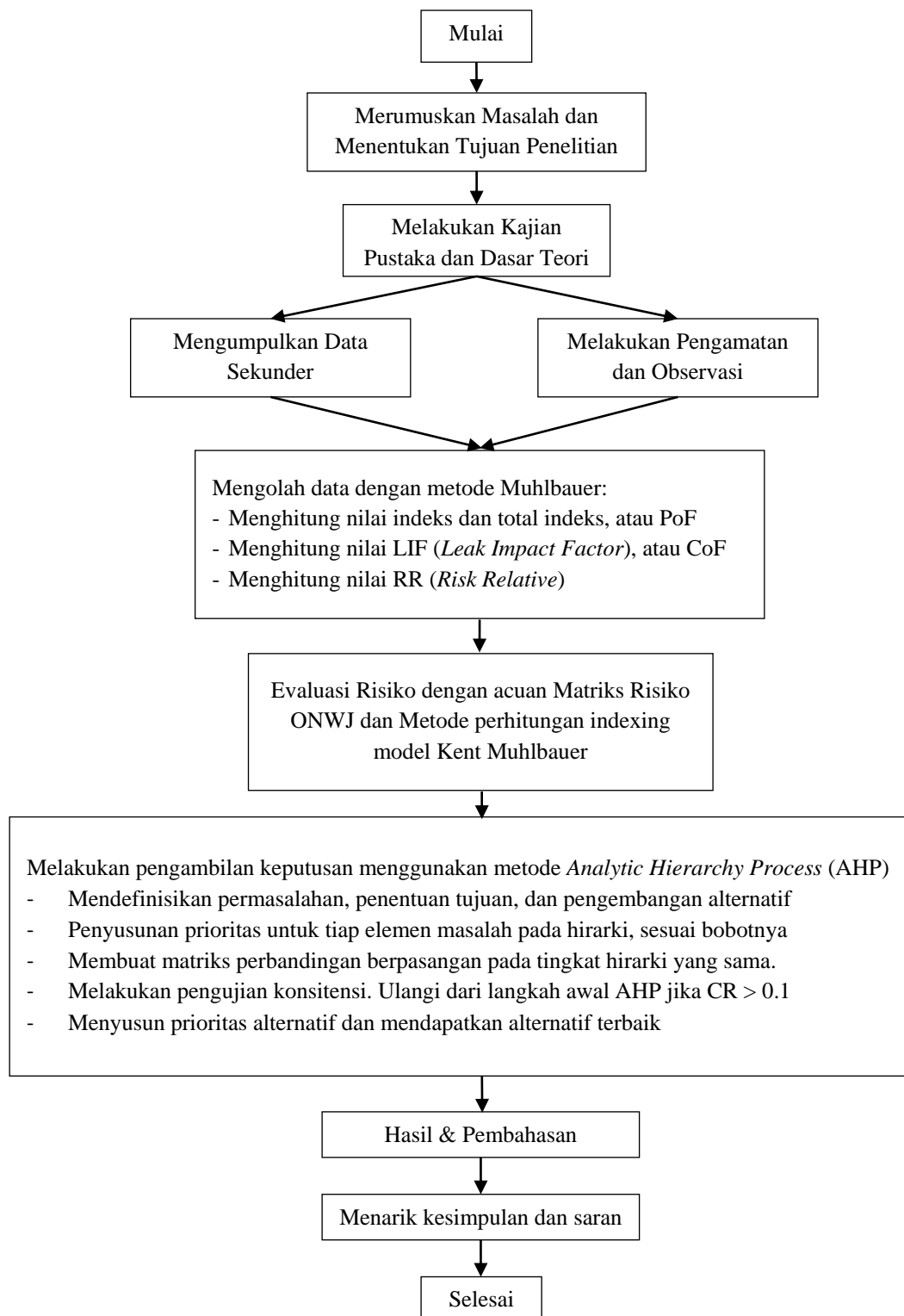
Ruang lingkup penelitian ini dibatasi pada penilaian risiko terhadap tiga buah pipa migas bawah laut yang melintang di rencana jalur pelayaran kapal peti kemas, yaitu:

- 1) 10" MGL FPRO-ECOM, 32KM, 34m WD, 2015
- 2) 16" MOL FPRO-ECOM, 32KM, 34m WD, 1983
- 3) 16" MOL FFA-UPRO, 33KM, 25m WD, 1978

Dari hasil penilaian risiko di atas, maka langkah selanjutnya adalah melakukan pemilihan metode pengendalian yang tepat dengan menggunakan metode AHP. Metode ini digunakan sebagai alat bantu dalam pengambilan keputusan sehingga langkah pengendalian yang diambil merupakan pengendalian yang terbaik dan tepat untuk sistem perpipaan.

Komunikasi dan konsultasi pada setiap tahapan proses manajemen risiko selalu dilakukan agar risiko yang dikelola dapat diketahui oleh seluruh pihak terkait dan mendapat dukungan dalam implementasi pengendalian sehingga proses manajemen risiko berjalan lebih efektif. Selain itu diberikan juga saran melakukan monitoring dan review untuk memastikan perubahan-perubahan yang mungkin timbul selama berjalannya operasi sehingga berdampak pada perubahan risiko.

Pada dasarnya, metodologi penelitian yang dilakukan dapat dikategorikan menjadi empat tahap yaitu persiapan, pengumpulan data, pengolahan & analisis data, dan kesimpulan & saran. Dimana pada masing-masing langkah mengacu kepada ISO 13001 untuk manajemen risiko, metode Kent Muhlbauer untuk penilaian risiko, dan metode AHP dalam pemilihan alternatif pengendalian risiko. Metodologi penelitian ini secara rinci ditunjukkan pada diagram alir Gambar 3.1.



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

3.2. Metode Pengumpulan Data

Metode pengumpulan data untuk penilaian risiko terdiri atas:

- a) Data Primer, diperoleh melalui observasi lapangan untuk mengetahui kondisi nyata *Right of Way* (ROW) lingkungan tempat pipa terpasang. Selain itu, data primer juga diperoleh dengan wawancara kepada pekerja yang berkaitan dengan pengoperasian pipa.
- b) Data Sekunder, menggunakan data teknis seperti:
 - Desain & spesifikasi pipa
 - *Standard Operating Procedure* (SOP) pengoperasian pipa
 - Dokumen pemeliharaan dan pengawasan keselamatan pipa
 - Data rencana jalur pelayaran & spesifikasi kapal
 - Data pengoperasian anjungan lepas pantai
 - Data penunjang kebutuhan penelitian lainnya (kondisi cuaca, kondisi geografis & masyarakat, jadwal nelayan mencari ikan dan sebagainya).

Metode pengumpulan data yang digunakan untuk melakukan proses pengambilan keputusan dengan AHP dilakukan dengan pengisian kuesioner oleh tenaga ahli yang berhubungan dengan sistem proteksi pipa (*expert judgement*).

3.3. Pengolahan dan Analisis Data

Data-data yang telah di dapatkan dari hasil wawancara, observasi lapangan maupun data teknis dari perusahaan akan diolah dan dianalisa oleh peneliti untuk menghasilkan nilai risiko dan sistem proteksi pipa terbaik. Proses pengolahan dan analisis data yang diterangkan di bawah ini terbagi menjadi dua bagian besar yaitu :

1. Penilaian risiko *semi quantitative* dengan metode (Muhlbauer, 2004)
2. Pengambilan keputusan sistem proteksi pipa dengan metode AHP (Saaty, 2008)

3.3.1 Penilaian Risiko dengan Metode Ken Muhlbauer

Proses awal analisis risiko semi kuantitatif ini didahului dengan menentukan segmentasi pipa yang akan dianalisis tingkat risikonya (*sectioning*). Segmentasi ketiga pipa yang akan dianalisa ini untuk menilai risiko secara detail

sesuai dengan kondisi lingkungan dan desain masing-masing pipa. Kemudian, proses analisis risiko dilakukan dengan tahapan: menentukan kemungkinan kegagalan pipa (*probability assessment*), mengukur besarnya dampak kegagalan pipa (*consequence assessment*), menghitung *relative risk* dan mengevaluasi nilai risiko masing-masing pipa. Tahapan penilaian risiko seperti dijelaskan di sub-bab berikut.

3.3.1.1 *Probability Assessment*

Penilaian kemungkinan kegagalan suatu pipa (*probability assessment*) dilakukan dengan menghitung score empat indeks utama Mulhbauer (*probability index*), yaitu:

- 1) *Third-party Damage Index*
- 2) *Corrosion Index*
- 3) *Design Index*
- 4) *Incorrect Operations Index*

Setiap indeks mempunyai variabel-variabel yang memiliki porsi nilai masing-masing. Pemberian nilai pada masing-masing variabel berbeda tergantung seberapa besar pengaruh dari variabel tersebut terhadap potensi kegagalan sistem perpipaan yang sedang dinilai. Pada tabel-tabel berikut ditunjukkan porsi nilai dan bobot yang diberikan pada setiap variabel.

Variabel-variabel yang dinilai pada *third-party damage index* mencakup kedalaman tanam pipa (*depth of cover*), tingkat aktivitas (*activity level*), fasilitas diatas permukaan (*aboveground facility*), pencegahan kerusakan (*damage prevention*), kondisi diatas jalur pipa (*right of way condition*) dan terakhir adalah frekuensi patroli (*patrol frequency*), seperti ditunjukkan pada Tabel 3.1 Variabel *Third-party Damage Index*.

Tabel 3.1 Variabel *Third-party Damage Index*

Uraian	Nilai	Persentase
a. <i>Depth of Cover</i>	0 – 20 poin	20%
b. <i>Activity Level</i>	0 – 25 poin	25%
c. <i>Aboveground Facilities</i>	0 – 10 poin	10%
d. <i>Damage Prevention</i>	0 – 20 poin	20%
e. <i>Right-of-Way Condition</i>	0 – 5 poin	5%
f. <i>Patrol Frequency</i>	0 – 20 poin	20%

Sumber: Muhlbauer, 2004

Pada *corrosion index*, variabel-variabel penilaiannya mencakup korosi akibat dari kondisi atmosfer (*atmospheric corrosion*), korosi internal pipa (*internal corrosion*) dan korosi eksternal pipa (*submerged pipe corrosion*). Penilaiannya diberikan seperti pada Tabel 3.2.

Tabel 3.2 Variabel *Corrosion Index*

Uraian	Nilai	Persentase
a. <i>Atmospheric Corrosion</i>		
<i>Atmospheric Exposures</i>	<i>Not Applicable</i>	<i>Not Applicable</i>
<i>Atmospheric Type</i>	<i>Not Applicable</i>	<i>Not Applicable</i>
<i>Atmospheric Coating</i>	<i>Not Applicable</i>	<i>Not Applicable</i>
b. <i>Internal Corrosion</i>		
<i>Product Corrosivity</i>	0 – 13 poin	13%
<i>Internal Protection</i>	0 – 12 poin	12%
c. <i>Submerged Pipe Corrosion</i>		
<i>Submerged Pipe Environment</i>		
<i>Soil Corrosivity</i>	0 – 15 poin	15%
<i>Mechanical Corrosion</i>	0 – 5 poin	5%
<i>Cathodic Protection</i>		
<i>Effectiveness</i>	0 – 20 poin	20%
<i>Interference Potential</i>	0 – 10 poin	10%
<i>Coating</i>		
<i>Fitness</i>	0 – 10 poin	10%
<i>Condition</i>	0 – 15 poin	15%

Sumber: Muhlbauer, 2004

Tabel 3.3 Variabel *Design Index*

Uraian	Nilai	Persentase
a. <i>Safety Factor</i>	0 – 25 poin	25%
b. <i>Fatigue</i>	0 – 15 poin	15%
c. <i>Surge Potential</i>	0 – 10 poin	10%
d. <i>Integrity Verification</i>	0 – 25 poin	25%
e. <i>Stability</i>	0 – 25 poin	25%

Sumber: Muhlbauer, 2004

Pada *design index*, variabel-variabel yang dinilai mencakup faktor keselamatan pipa (*safety factor*), kelelahan (*fatigue*), potensi terjadinya *water hammer* (*surge potential*), verifikasi integrasi pipa (*integrity verification*) dan stabilitas lingkungan tempat pipa ditanam (*stability*), seperti ditunjukkan pada Tabel 3.3.

Sedangkan variabel pada *incorrect operations index*, mempunyai penilaian yang mencakup kegiatan atau aktivitas pada saat fase desain (*design*), fase konstruksi (*construction*), fase operasi (*operationl*) dan fase perawatan (*maintenance*). Sama seperti pada penilaian variabel-variabel indeks yang lain, setiap variabel yang dinilai memiliki porsi nilai masing-masing, tergantung seberapa besar pengaruh variabel tersebut terhadap potensi kegagalan dari sistem perpipaan yang sedang dinilai. Pada Tabel 3.4 ditunjukkan porsi nilai dan bobot yang diberikan untuk setiap masing-masing variabel.

Tabel 3.4 Variabel *Incorrect Operations Index*

Uraian	Nilai	Persentase
a. Design		
<i>Hazard Identification</i>	0 – 4 poin	4%
<i>MOP Potential</i>	0 – 12 poin	12%
<i>Safety System</i>	0 – 10 poin	10%
<i>Material Selection</i>	0 – 2 poin	2%
<i>Checks</i>	0 – 2 poin	2%
b. Construction		
<i>Inspection</i>	0 – 10 poin	10%
<i>Materials</i>	0 – 2 poin	2%
<i>Joining</i>	0 – 2 poin	2%
<i>Backfilling</i>	0 – 2 poin	2%
<i>Handling</i>	0 – 2 poin	2%
<i>Coating</i>	0 – 2 poin	2%
c. Operations		
<i>Procedures</i>	0 – 7 poin	7%
<i>SCADA/communications</i>	0 – 3 poin	3%
<i>Drug Testing</i>	0 – 2 poin	2%
<i>Safety Programs</i>	0 – 2 poin	2%
<i>Surveys/maps/records</i>	0 – 5 poin	5%
<i>Training</i>	0 – 10 poin	10%
<i>Mechanical error preventers</i>	0 – 6 poin	6%
d. Maintenance		
<i>Documentation</i>	0 – 2 poin	2%
<i>Schedule</i>	0 – 3 poin	3%
<i>Procedures</i>	0 – 10 poin	10%

Sumber: Muhlbauer, 2004

Penilaian *Probability of Failure* (PoF) didapat dengan mengkonversi *index sum* terhadap range penilaian matrix risiko ONWJ. Faktor konversi yang digunakan untuk penilaian ini adalah 10 karena nilai maximum pada matrix risiko ONWJ adalah 10. Perhitungan *probability assessment* menggunakan persamaan 3.1 sampai 3.3 di bawah ini.

$$PoF = \% \text{ Chance of Failure} \times Fr \quad (3.1)$$

$$\% \text{ Chance of Failure} = 100 - \% \text{ Chance of Survive} \quad (3.2)$$

$$\% \text{ Chance of Survive} = \frac{\Sigma \text{Index Sum}}{\text{Nilai Max}} \times 100\% \quad (3.3)$$

dimana,

PoF = Probability of Failure

Fr = Faktor konversi *index sum* ke matrix risiko = 10

$\% \text{ Chance of Failure}$ = Persentase kemungkinan kegagalan dari suatu sistem

$\% \text{ Chance of Survive}$ = Persentase kemungkinan suatu sistem berhasil atau aman

$\Sigma \text{ Index Sum}$ = Total jumlah poin dari empat indeks

3.3.1.2 Penilaian Konsekuensi

Penilaian faktor dampak (*consequence*) dilakukan dengan menghitung besarnya nilai *Leak Impact Factor* (LIF). Kategori konsekuensi dalam LIF diwakili oleh tiga faktor utama, yaitu:

- 1) *Environment (Receptors, Spills and Dispersion, dan Emergency Response)*
- 2) *Safety*
- 3) *Production Loss*

Pada Tabel 3.5 ditunjukkan nilai dari dampak lingkungan terhadap *receptor* akibat kejadian tumpahnya hidrokarbon bagi lingkungan disekitar jalur pipa yang dinilai. Total presentase dari penilaian dampak lingkungan ini adalah 15 persen dari total penilaian konsekuensi.

Tabel 3.5 Penilaian Dampak Lingkungan Terhadap Receptor

Nilai	Environmental Sensitivity Description	Persentase
13.5	Tempat bersarang atau tempat berkembang biak spesies yang terancam punah; area vital tempat spesies berkembang biak; area dimana spesies terancam punah berkumpul dalam jumlah besar.	15%
12	Hutan bakau; sumber air bersih bagi masyarakat (air permukaan maupun air tanah); potensi dampak yang sangat serius.	
10.5	Kerusakan serius yang sulit untuk diperbaiki;	
9	Garis pantai yang terdiri dari kerikil bebatuan	
7.5	Pantai pasir bercampur dengan kerikil; kondisi topography yang menyebabkan penyebaran lebih luas (lereng, kondisi tanah & arus air); potensi kerusakan yang lebih serius	
6	Pantai berpasir kasar; taman dan hutan nasional	
4.5	Pantai berpasir halus; sedikit sulit dalam remediasi; penggunaan <i>spill dispersant</i> lebih dari batas normal	
3	Kerusakan kecil pada lingkungan.	
1.5	Garis pantai dengan pantai berbatu (tebing)	
0	Tidak ada kerusakan lingkungan	

Sumber: Muhlbauer, 2004

Tabel 3.6 menunjukkan penilaian terkait variabel *spill & dispersion* dengan pendekatan kualitatif. Variabel ini menilai bagaimana jenis tumpahan dan pola penyebarannya berdampak pada lingkungan disekitarnya. Total bobot penilaian dampak lingkungan adalah 15 persen dari total penilaian konsekuensi.

Tabel 3.6 Penilaian Tumpahan dan Pola Penyebaran Produk

Nilai	Spill & Dispersion Description	Persentase
15	High Bahan yang sangat mudah larut tumpah ke arus kuat. Kondisi sangat mendukung untuk pencampuran hidrokarbon dengan air dan berpindah jauh secara cepat dari titik lokasi tumpahan sehingga hidrokarbon tersebut mudah menyebar.	15%
9	Medium Pencampuran antara hidrokarbon dan air mungkin terjadi dalam kondisi normal atau bercampur secara keseluruhan dalam kondisi tertentu. Pergerakan dari campuran terjadi, namun relatif lambat atau dalam arah yang menjauh dari reseptor lingkungan.	
5	Low Bahan bercampur tumpah ke air yang tenang. Materi yang tumpah akan cenderung terpisah dari air. Pergerakan bahan yang tumpah akan sangat kecil. kondisi arus rendah. Tumpahan bersifat lokal dan relatif mudah untuk dibersihkan.	

Sumber: Muhlbauer, 2004

Variabel *emergency response* (tanggap darurat) berpengaruh terhadap penyesuaian terhadap nilai LIF (*Leak Impact Factor*) atau konsekuensi untuk faktor lingkungan (*Environment*). Jika ada suatu program terkait dengan kesiapan tanggap darurat yang baik dan dilakukan latihan keadaan darurat (*emergency drill*) secara berkala setiap tahunnya sehingga kemungkinan dapat mengurangi nilai LIF Lingkungan hingga 50 persen.

Variabel *safety* (keselamatan) menilai bagaimana dampak dari kebocoran berpengaruh terhadap keselamatan pekerja yang bekerja disekitar anjungan atau pipa. Tabel 3.7 menunjukkan penilaian terkait faktor *safety*. Total presentase dari penilaian dampak keselamatan ini adalah 30 persen dari total penilaian konsekuensi

Variabel *production loss* (kehilangan produksi) menilai bagaimana dampak dari kebocoran berpengaruh terhadap target produksi perusahaan. Tabel 3.8 menunjukkan penilaian terkait faktor *production loss*.

Tabel 3.7 Penilaian Dampak Terhadap Keamanan Personel

Uraian	Nilai	Persentase
a. Safety to Operator		15%
<i>Water line</i>	0 poin	
<i>Oil line connected to NUI</i>	4 poin	
<i>Gas line connected to NUI</i>	6 poin	
<i>Oil line Flowstation</i>	8 poin	
<i>Gas line connected to Flowstation</i>	10 poin	
<i>Gas line connected to Export</i>	12 poin	
b. Safety to Public		15%
<i>Restricted Area (DTT)</i>	1 poin	
<i>Limited Area (DT)</i>	6 poin	
<i>Local/International shipping lane</i>	10 poin	
<i>Onshore</i>	12 poin	
c. H2S		10%
<i>0-500 ppm</i>	0 – 10 poin	
<i>>500ppm</i>	12 poin	

(Sumber: Dokumen Risk Management PHE ONWJ)

Tabel 3.8 Penilaian Dampak Terhadap Kehilangan Produksi Perusahaan

Uraian	Nilai	Persentase
0	0 poin	
0-350	2 poin	
350-700	4 poin	
700-1700	8 poin	30%
1700-3400	6 poin	
3400-5100	8 poin	
> 5100	10 poin	

(Sumber: Dokumen Risk Management PHE ONWJ)

Perhitungan nilai konsekuensi dinilai dengan menjumlahkan score *Leak Impact Factor* (LIF) atau sama dengan nilai *Consequence of Failure* (CoF). *Consequency assessment* dengan menggunakan persamaan 3.4 sampai dengan 3.7.

$$\Sigma \text{COF} = \text{CoF}_{\text{Environment}} + \text{CoF}_{\text{Safety}} + \text{CoF}_{\text{Prod Loss}} \quad (3.4)$$

$$\text{CoF}_{\text{Enviro}} = \Sigma(\text{Nilai} \times \text{Bobot})_{i \text{ Environment}} \times F_{ER} \quad (3.5)$$

$$\text{CoF}_{\text{Safety}} = \Sigma(\text{Nilai} \times \text{Bobot})_{i \text{ Safety}} \quad (3.6)$$

$$\text{CoF}_{\text{Prod Loss}} = \Sigma(\text{Nilai} \times \text{Bobot})_{i \text{ Prod Loss}} \quad (3.7)$$

dimana,

CoF = *Consequence of Failure* atau *Leak Impact Factor*

Nilai = Jumlah poin pada masing-masing variabel

Bobot = Persentase bobot masing-masing variabel

F_{ER} = Faktor *Emergency Response*

i = Variabel masing-masing faktor konsekuensi

3.3.1.3 Perhitungan Relative Risk

Setelah skor pada kedua komponen *probability index* dan LIF didapatkan, maka dapat dihitung besarnya total risiko relatif pada masing-masing jalur pipa yang diteliti dengan menggunakan persamaan 3.8.

$$RR = \frac{\Sigma \text{Index} (X_{\alpha} + X_{\beta} + X_{\gamma} + X_{\delta})}{Y} \quad (3.8)$$

dimana,

RR = *Relative Risk*

X_{α} = *Third Party Damage Index*

- X_{β} = *Corrosion Index*
 X_{γ} = *Design Index*
 X_{δ} = *Incorrect Operations Index*
 Y = *Leak Impact Factor*

Perhitungan *relative risk* dilakukan pada masing-masing pipa dan juga pada setiap segmen pipa. Dari hasil perhitungan ini akan didapatkan pipa mana diantara ketiga pipa yang berisiko paling tinggi. Untuk membuat mitigasi yang lebih akurat perhitungan *relative risk* juga akan menilai *section* pipa mana yang paling berisiko pada satu jalur pipa. Perbandingan akan merepresentasikan bahwa nilai RR yang lebih rendah menunjukkan tingkat risikonya yang lebih tinggi.

3.3.1.4 Evaluasi Risiko

Setelah di dapatkan nilai probabilitas dan konsekuensi sebagai hasil penilaian risiko, maka proses berikutnya adalah evaluasi risiko berdasarkan kriteria risiko yang telah disepakati oleh pihak-pihak berkepentingan. Evaluasi risiko dilakukan dengan cara menempatkan nilai probabilitas dan konsekuensi masing-masing pipa sesuai dengan kriteria risiko pada matriks risiko. Kemudian hasilnya disimpulkan apakah risiko-risiko itu dapat diterima (*acceptable*), menjadi *issue* (diwaspadai), atau tidak diterima (*unacceptable*). Jika risiko yang didapat tidak dapat diterima atau menjadi *issue* maka segera dibuatkan mitigasi atau penanganan risikonya.

Kriteria risiko atau *Risk Criteria* adalah ukuran standar seberapa besar dampak atau konsekuensi yang mungkin akan terjadi dan seberapa besar kemungkinan atau frekuensi atau *likelihood* risiko akan terjadi. Risiko dalam penelitian ini akan dievaluasi berdasarkan kriteria risiko yang dimiliki oleh ONWJ sebagai pihak yang berkepentingan dalam pengoperasian pipa. Adapun metode yang digunakan adalah analisa kualitatif dan matrik yang digunakan sesuai dengan yang ditunjukkan pada Gambar 3.2.

PoF	>8 (10)	5	5A	5B	5C	5D	5E	5F
	6-8	4	4A	4B	4C	4D	4E	4F
	4-6	3	3A	3B	3C	3D	3E	3F
	2-4	2	2A	2B	2C	2D	2E	2F
	<2	1	1A	1B	1C	1D	1E	1F

A	B	C	D	E	F
<2	2-4	4-6	6-8	8-10	>10
CoF					

Where:

	High Risk (Unacceptable)
	Medium Risk (ALARP) ⁽¹⁾
	Low Risk (Acceptable)

Gambar 3.2 Kualitatif Kriteria Risiko ONWJ
(Sumber: Dokumen Risk Management ONWJ)

Sesuai Gambar 3.2 kriteria risiko dibagi menjadi tiga kategori, yaitu:

1. Risiko Tinggi / *High Risk* / *Unacceptable*
2. Risiko Sedang / *Medium Risk* / ALARP
3. Risiko Rendah / *Low Risk* / *Acceptable*

Penilaian risiko dilakukan untuk masing-masing indeks (*Third Party, Corrosion, Design dan Incorrect Operation*) dan masing-masing jalur pipa, sehingga dapat dinilai indeks atau pipa mana yang berisiko tinggi dan butuh penanganan lebih lanjut.

Penilaian risiko untuk setiap pipeline didapatkan dengan memplotkan nilai Total PoF dan CoF pada matriks risiko yang sama. Nilai Total CoF akan sama dengan nilai CoF untuk setiap segmen pipa dan setiap indeks. Sedangkan nilai total PoF didapatkan dengan formula pada persamaan 3.9.

$$\text{Total PoF} = (1 - ((Z_{\alpha} * Z_{\beta} + Z_{\gamma} + Z_{\delta}) \times Fr)) \quad (3.9)$$

dimana,

Total PoF = *Total Probability of Failure masing-masing pipa*

Z_{α} = % *Change of Survive Third Party Damage*

Z_{β} = % *Change of Survive Corrosion Index*

Z_{γ} = % *Change of Survive Design Index*

Z_{δ} = % *Change of Survive Incorrect Operations Index*

Fr = Faktor konversi *index sum* ke matrix risiko = 10

Jika hasil penelitian *pipeline risk assessment* berisiko tinggi maka diperlukan penanganan risiko (*Risk Treatment*) untuk menurunkan risiko tersebut ke tingkat ALARP (*As Low As Reasonable Practible*). Langkah penanganan risiko ini dinamakan mitigasi risiko. Mitigasi risiko-risiko harus direncanakan sebaik-baiknya dan dipertimbangkan semua alternatif solusinya, sebelum dilaksanakan mitigasinya, agar mendapatkan hasil yang diharapkan secara efektif dan efisien. Pemilihan mitigasi risiko yang paling efektif dalam penelitian ini diusulkan dengan menggunakan metode *Analytic Hierarchy Process* (AHP).

3.3.2 Pengendalian Risiko dengan Metode AHP

Proses pengendalian risiko pada penelitian ini adalah memilih sistem proteksi pipa bawah laut bagi pipa atau *section* yang berisiko tinggi, atau kategori merah (*high risk*) pada *Risk Matrix*.

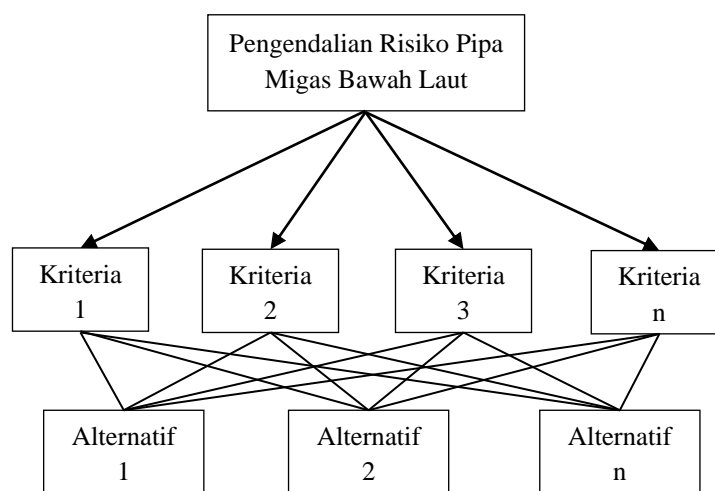
Software yang digunakan untuk membantu menentukan pemilihan sistem proteksi pipa dengan metode *Analytic Hierarchy Process* (AHP) adalah EXPERT CHOICE. *Expert Choice* adalah sebuah perangkat lunak yang mendukung *collaborative decision* dan sistem perangkat keras yang memfasilitasi grup pembuatan keputusan yang lebih efisien, analitis, dan yang dapat dibenarkan. Memungkinkan interaksi *real-time* dari tim manajemen untuk mencapai *consensus on decisions*.

Terdapat tiga prinsip utama dalam pemecahan masalah dalam AHP menurut Saaty, yaitu: *Decomposition*, *Comparative Judgement*, dan *Logical Consistency*. Secara garis besar prosedur AHP meliputi tahapan sebagai berikut:

- Dekomposisi masalah;
- Penilaian/pembobotan untuk membandingkan elemen-elemen;
- Penyusunan matriks perbandingan berpasangan (*pairways comparison*), menghitung *priority vector* dan uji konsistensi;
- Penetapan prioritas pada masing-masing hirarki;
- Sistesis dari prioritas; dan
- Pengambilan/penetapan keputusan.

3.3.2.1 Dekomposisi Masalah

Dekomposisi masalah adalah langkah dimana suatu tujuan (*Goal*) yang telah ditetapkan selanjutnya diuraikan secara sistematis kedalam struktur yang menyusun rangkaian sistem hingga tujuan dapat dicapai secara rasional. Langkah selanjutnya adalah pemilihan kriteria sesuai dengan goal yang telah ditetapkan dan menentukan alternatif atau pilihan penyelesaian masalah. Bagan hierarki sistem proteksi pipa pada penelitian ini ditunjukkan pada Gambar 3.3.



Gambar 3.3 Hirarki Umum Pengendalian Risiko Sistem Proteksi Pipa

3.3.2.2 Penilaian / Pembobotan

Selanjutnya dilakukan pembobotan dengan bantuan *expert judgement* mengacu pada Skala Perbandingan (Saaty, 2008). Untuk *expert* yang lebih dari satu, maka nilai bobot akhir akan dihitung berdasarkan persamaan rata-rata Geometri 3.10.

$$GM = \sqrt[n]{(X_1)(X_2) \dots (X_n)} \quad (3.10)$$

dimana,

GM = *Geometric Mean* = angka rata-rata responden

X_1 sampai X_n = Nilai dari pakar ke-1 sampai pakar ke-n

3.3.2.3 Penyusunan Matriks Perbandingan Berpasangan

Setelah proses pembobotan akhir dari hasil kuesioner telah selesai, langkah selanjutnya adalah penyusunan matriks berpasangan untuk melakukan normalisasi bobot tingkat kepentingan pada tiap-tiap elemen pada hirarkinya masing-masing.

Angka yang dihasilkan dari persamaan rata-rata geometri diatas disusun dalam sebuah matriks perbandingan seperti diperlihatkan pada Gambar 3.4 Matrik Perbandingan Berpasangan

. Dalam pembobotan tingkat kepentingan atau penilaian perbandingan berpasangan ini berlaku hukum *aksioma reciprocal*, artinya apabila suatu elemen A dinilai lebih esensial (misalnya x) dibandingkan dengan elemen B, maka B lebih esensial $1/x$ (satu per x) dibandingkan dengan elemen A. Apabila elemen A sama pentingnya dengan B maka masing-masing bernilai 1.

Kriteria/ Alternatif	1	2	3	n
1	1	GM_{12}	GM_{13}	GM_{1n}
2	GM_{21}	1	GM_{23}	GM_{2n}
3	GM_{31}	GM_{32}	1	GM_{3n}
n	GM_{n1}	GM_{n2}	GM_{n3}	1
Σ	GM_{11-n1}	GM_{12-n2}	GM_{13-n3}	GM_{1n-ni}

Gambar 3.4 Matrik Perbandingan Berpasangan

Matriks perbandingan berpasangan ini dibuat antara kriteria vs kriteria dan alternatif vs alternatif untuk masing-masing kriteria.

3.3.2.4 Menghitung *Priority Vector* dan Uji Konsistensi

Setelah mendapatkan matriks perbandingan berpasangan, maka di lakukan normalisasi terhadap masing-masing matriks dengan penyusunan tingkat kepentingan relatif pada masing-masing kriteria atau alternatif yang dinyatakan sebagai bobot relatif ternormalisasi (*normalized relative weight*). Bobot relatif yang dinormalkan ini merupakan suatu bobot nilai relatif untuk masing-masing elemen pada setiap kolom yang dibandingkan dengan jumlah masing-masing

elemen. Matriks normalisasi ini dibuat antara kriteria vs kriteria dan alternatif vs alternatif untuk masing-masing kriteria. Gambar 3.5 memperlihatkan cara perhitungan matriks normalisasi.

Kriteria/ Alternatif	1	2	3	n
1	$\frac{1}{GM_{11-n1}}$	$\frac{GM_{12}}{GM_{12-n2}}$	$\frac{GM_{13}}{GM_{13-n3}}$	$\frac{GM_{1n}}{GM_{1n-ni}}$
2	$\frac{GM_{21}}{GM_{11-n1}}$	$\frac{1}{GM_{12-n2}}$	$\frac{GM_{23}}{GM_{13-n3}}$	$\frac{GM_{2n}}{GM_{1n-ni}}$
3	$\frac{GM_{31}}{GM_{11-n1}}$	$\frac{GM_{32}}{GM_{12-n2}}$	$\frac{1}{GM_{13-n3}}$	$\frac{GM_{3n}}{GM_{1n-ni}}$
n	$\frac{GM_{n1}}{GM_{11-n1}}$	$\frac{GM_{n2}}{GM_{12-n2}}$	$\frac{GM_{n3}}{GM_{13-n3}}$	$\frac{1}{GM_{1n-ni}}$

Gambar 3.5 Perbandingan Berpasang Ternormalisasi

Kemudian setelah mendapatkan matriks normalisasi, setiap angka pada baris matriks yang sama (masing-masing kriteria atau alternatif) dijumlahkan. *Priority vector* (PV) didapatkan dengan membandingkan antara jumlah angka pada baris matriks setiap kriteria/alternatif dengan jumlah total semua angka kriteria/alternatif. Persamaan untuk menentukan priority vector diuraikan pada persamaan 3.11.

$$PV = \frac{\sum_{i=1}^n GM_{in}/GM_{in-ni}}{\sum_{k=1}^n (\sum_{i=1}^n GM_{in}/GM_{in-ni})_k} \quad (3.11)$$

dimana,

GM = angka rata-rata pembobotan masing-masing kriteria/alternatif

i, k = kriteria/alternatif ke-i atau ke-k

n = jumlah kriteria/alternative

Setelah mendapatkan *priority vector* masing-masing kriteria atau alternatif dilakukan uji konsistensi. Uji konsistensi menurut (Saaty, 2008) dilakukan dengan perhitungan konsistensi menggunakan metoda *eigenvalue* pada setiap tahap perbandingan berpasangan dengan penyusunan matriks normalisasi yang sama seperti terlihat pada Gambar 3.5 Perbandingan Berpasang Ternormalisasi

Selanjutnya dapat dihitung eigen faktor (*eigenvector*) hasil normalisasi dengan penjumlahan tiap baris pada matriks di atas seperti pada Gambar 3.6

Kriteria/ Alternatif	1	2	3	n	λ
1	$\frac{1}{GM_{11-n1}}$	$\frac{GM_{12}}{GM_{12-n2}}$	$\frac{GM_{13}}{GM_{13-n3}}$	$\frac{GM_{1n}}{GM_{1n-ni}}$	$\sum_{i=1}^n \frac{GM_{1i}}{GM_{1i-ii}}$
2	$\frac{GM_{21}}{GM_{11-n1}}$	$\frac{1}{GM_{12-n2}}$	$\frac{GM_{23}}{GM_{13-n3}}$	$\frac{GM_{2n}}{GM_{1n-ni}}$	$\sum_{i=1}^n \frac{GM_{2i}}{GM_{2i-ii}}$
3	$\frac{GM_{31}}{GM_{11-n1}}$	$\frac{GM_{32}}{GM_{12-n2}}$	$\frac{1}{GM_{13-n3}}$	$\frac{GM_{3n}}{GM_{1n-ni}}$	$\sum_{i=1}^n \frac{GM_{3i}}{GM_{3i-ii}}$
n	$\frac{GM_{n1}}{GM_{11-n1}}$	$\frac{GM_{n2}}{GM_{12-n2}}$	$\frac{GM_{n3}}{GM_{13-n3}}$	$\frac{1}{GM_{1n-ni}}$	$\sum_{i=1}^n \frac{GM_{ni}}{GM_{ni-ii}}$

Gambar 3.6 Perhitungan *Eigen Factor* (λ)

Kemudian dilanjutkan dengan menentukan nilai CI (*Consistency Index*) dengan persamaan 3.12.

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n-1} \quad (3.12)$$

Dimana CI adalah indeks konsistensi dan lambda maksimum adalah nilai eigen terbesar (λ_{Max} = maximum *eigenvalue*) dari matriks berordo n. Nilai eigen terbesar adalah jumlah hasil kali perkalian jumlah kolom dengan *eigen* faktor utama. Sehingga dapat diperoleh dengan persamaan 3.13.

$$\lambda_{maks} = \frac{\sum \lambda}{n} \quad (3.13)$$

Setelah memperoleh nilai lambda maksimum selanjutnya dapat ditentukan nilai CI. Apabila nilai CI bernilai nol (0) berarti matriks konsisten. Jika nilai CI yang diperoleh lebih besar dari 0 ($CI > 0$) selanjutnya diuji batas ketidak konsistenan yang diterapkan oleh Saaty. Pengujian diukur dengan menggunakan *Consistency Ratio* (CR), yaitu nilai indeks, atau perbandingan antara CI dan RI melalui persamaan 3.14.

$$CR = \frac{CI}{RI} \quad (3.14)$$

Nilai RI yang digunakan sesuai dengan ordo n matriks. *Ratio Index* (RI) yang umum digunakan untuk setiap ordo matriks sesuai dengan Tabel 3.9. Jika

Consistency Ratio (CR) ≤ 0.1 berarti ketidak konsistenan pendapat masih dapat diterima.

Tabel 3.9 *Ratio Index*

n	1,2	3	4	5	6	7	8	9	10
RI	0	0.58	0.9	1.12	1.24	1.32	1.41	1.45	1.49

3.3.2.5 Menghitung *Priority Ranking*

Setelah mendapatkan *consistency ratio* ≤ 0.1 pada semua perhitungan *priority vector* kriteria vs kriteria dan alternatif vs alternatif masing-masing kriteria, maka dilakukan perhitungan *priority ranking* untuk menentukan alternatif terpilih sistem proteksi pipa. *Priority ranking* masing-masing alternatif didapatkan dengan menjumlahkan perkalian antara *priority vector* masing-masing alternatif dengan bobot atau *priority vector* masing-masing kriteria. Kemudian, masing-masing jumlah *priority ranking* tersebut dibandingkan terhadap total nilai *priority ranking*. Perhitungan *priority ranking* dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan 3.15.

$$PRa_{1 \rightarrow x} = \sum_{i=1}^n (PVa_{1 \rightarrow xi} \times Pvc_i) \quad (3.15)$$

dimana,

$PRa_{1 \rightarrow x}$ = *Priority ranking* alternatif ke-1 (sampai ke x alternatif)

$PVa_{1 \rightarrow xi}$ = *Priority vector* alternatif ke-1 (sampai x alternatif) pada kriteria ke-i

Pvc_i = *Priority vector* kriteria ke-i

n = jumlah kriteria

x = jumlah alternatif

3.3.2.6 Sistesis dari prioritas

Sistesis dari prioritas digambarkan dalam bentuk grafik antara pembobotan, kriteria dan alternatif. Hal ini dapat dilakukan oleh software *Expert Choice*.

3.3.2.7 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan dengan mengintervensi menaikkan nilai bobot kriteria tertentu hasil perbandingan berpasangan sedemikian rupa sehingga membuat perubahan pada *priority ranking* alternatif. Kemudian dicatat pada kriteria apa dan PV berapa mulai terjadi perubahan *priority ranking* terutama pada prioritas alternatif terpilih sebagai sistem proteksi pipa bawah laut lapangan Arjuna. Hasilnya akan didapatkan pada kriteria apa dan pada nilai bobot berapa titik sensitivitas yang dapat mengganggu *priority ranking* alternatif terpilih.

3.3.3 Penilaian Risiko Setelah Pengendalian Risiko

Setelah terpilihnya alternatif terbaik sistem proteksi pipa, maka dilakukan kembali penilaian risiko ulang untuk mengukur keefektifan alternatif sistem proteksi pipa. Penilaian risiko dapat dilakukan dengan menggunakan kembali metode Muhlbauer dengan memodifikasi variabel yang terpengaruh dengan adanya alternatif terpilih tersebut.

Evaluasi risiko dilakukan kembali dengan menggunakan *risk matrix*. Jika penilaian risiko yang dihasilkan dapat menurunkan risiko ke tingkat *As Low As Reasonable Practicable* (ALARP), maka alternatif terpilih cukup efektif dan dapat segera diterapkan.

3.4. Waktu dan Lokasi Penelitian

Penelitian dilaksanakan pada bulan November 2016 sampai dengan Mei 2017 di wilayah operasi kerja lepas pantai ONWJ, khususnya di lapangan Arjuna sebagai area yang bersinggungan langsung dengan jalur pelayaran kapal peti kemas Pelabuhan Patimban.

BAB 4

HASIL DAN PEMBAHASAN

Bab ini membahas tentang data-data mengenai Pelabuhan Patimban, spesifikasi kapal peti kemas yang akan melakukan bongkar-muat di Pelabuhan Patimban, dan data spesifikasi tiga buah pipa bawah laut penyalur produksi migas Lapangan Arjuna yang bersinggungan dengan Pelabuhan Patimban. Kemudian hasil analisa risiko tiga buah pipa bawah laut Lapangan Arjuna tersebut akan diulas secara rinci dengan menggunakan metode Ken (Muhlbauer, 2004) dilengkapi dengan evaluasi risiko menggunakan *Risk Matrix* (ONWJ). Pada tahap pengendalian risiko, pemilihan alternatif diulas dengan menggunakan metode AHP (Saaty, 2008).

4.1 Pelabuhan Peti Kemas Patimban

Pemerintah Indonesia menetapkan pembangunan Pelabuhan Peti Kemas Patimban sebagai proyek strategis nasional melalui Peraturan Presiden Nomor 47 Tahun 2016 dan Peraturan Presiden Nomor 3 Tahun 2016 tentang Percepatan Pelaksanaan Proyek Strategis Nasional. Pelabuhan ini direncanakan mulai beroperasi bertahap mulai tahun 2017 dan dapat menampung peti kemas sampai 7,5 juta TEU. Transportasi utama pelabuhan ini akan menggunakan jenis dan ukuran kapal peti kemas. terbesar yang direncanakan masuk ke Pelabuhan Patimban adalah berjenis Maersk E Class dengan bobot mati (DWT) sebesar 165.000 Ton, mempunyai kapasitas angkut peti kemas sebesar 15.500 TEU, dan mempunyai LOA (*Lenght Overal*) 398 meter. Kapal Peti Kemas jenis ini diperkirakan mempunyai jangkar dengan berat kira-kira 2,5 Ton, sehingga jika terjadi insiden *dropped object* atau *dragged anchor* dapat berpotensi merusak pipa migas bawah laut.

Biaya pembangunan Pelabuhan Patimban merupakan pinjaman dari *Japan International Cooperation Agency* (JICA) sebesar US\$ 3,3-3,5 miliar atau sekitar Rp 47 triliun (kurs saat ini). Pengucurannya terbagi dalam tiga tahap sesuai dengan proses pembangunannya.

Pada tanggal 17 Januari 2017, Menteri Perhubungan, Budi Karya Sumadi, melalui Keputusan Menteri Perhubungan No. 87 Tahun 2017 Tentang Rencana Induk Pelabuhan Patimban Provinsi Jawa Barat (Indonesia, 2017), menetapkan Rencana Induk Pelabuhan Patimban sebagai pedoman dalam pembangunan, pengoperasian, pengembangan pelabuhan dan penentuan batas-batas Daerah Lingkungan Kerja (DLKr) dan Daerah Lingkungan Kepentingan (DLKp) Pelabuhan Patimban.

Untuk menyelenggarakan kegiatan kepelabuhanan pada Pelabuhan Patimban yang meliputi pelayanan Jasa kepelabuhanan, pelaksanaan kegiatan ekonomi dan pemerintahan lainnya, serta pengembangannya sesuai Rencana Induk Pelabuhan Patimban, dibutuhkan areal daratan seluas 686,33 Ha dan areal perairan seluas 25.756,05 Ha dengan lokasi Pelabuhan Patimban seperti ditunjukkan pada Gambar 4.1.



Gambar 4.1 Lokasi Pelabuhan Patimban, Kabupaten Subang, Jawa Barat

Rencana pembangunan Pelabuhan Patimban dilakukan berdasarkan pengembangan angkutan laut, diatur dalam tiga tahapan sebagai berikut:

- 1) Jangka pendek, terdiri atas 2 (dua) tahap, yaitu Tahap I dari Tahun 2017 sampai dengan Tahun 2019 dan Tahap II dari Tahun 2019 sampai dengan Tahun 2021;
- 2) Jangka menengah, dari Tahun 2017 sampai dengan Tahun 2026; dan
- 3) Jangka panjang, dari Tahun 2017 sampai dengan Tahun 2036

Pengembangan Pelabuhan Patimban di Kabupaten Subang, Provinsi Jawa Barat dinilai mempunyai urgensi sebagai berikut:

- Menekan biaya logistik dengan mendekatkan pusat produksi (industri manufaktur) dengan *outlet* pelabuhan.
- Memperkuat ketahanan perekonomian dengan menyediakan *backup outlet* pelabuhan yang melayani wilayah yang menghasilkan 70 persen kargo dalam negeri.
- Menurunkan tingkat kemacetan di Jakarta dengan memindahkan sebagian trafik angkutan berat ke luar wilayah ibukota.

- Menekan penggunaan BBM bersubsidi dan meningkatkan utilisasi truk kontainer dengan memperpendek jarak tempuh dari industri manufaktur kepelabuhan.
- Menjamin keselamatan pelayaran dan area eksplorasi migas di kawasan lepas pantai Utara Jawa Barat.

Dipilihnya Pelabuhan Patimban berdasarkan analisis bahwa pelabuhan baru peti kemas harus berpedoman pada hal-hal berikut ini:

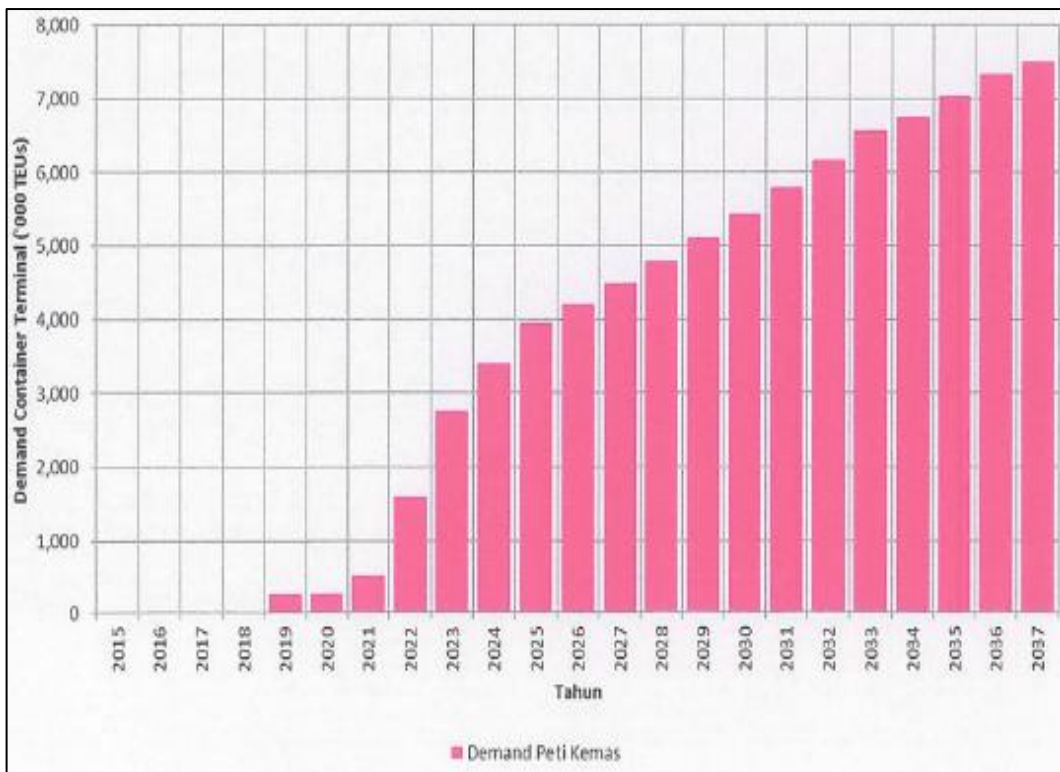
- Kedekatan secara geografis dengan tujuan pasar internasional.
- Berada dekat dengan jalur pelayaran internasional ± 500 mil dan jalur pelayaran nasional ± 50 mil.
- Memiliki luas daratan dan perairan tertentu serta terlindungi dari gelombang.
- Kedalaman kolam pelabuhan minimal -9 meter dari LWS (*Low Water Spring*).
- Berperan sebagai tempat alih muat peti kemas/curah/general cargo/penumpang internasional.
- Melayani angkutan petikemas sekitar 300.000 TEUs/tahun atau angkutan lain yang setara.
- Memiliki dermaga peti kemas/curah/general cargo minimal 1 (satu) tambatan, peralatan bongkar muat.
- petikemas/curah/general cargo serta lapangan penumpukan/gudang penyimpanan yang memadai.
- Berperan sebagai pusat distribusi petikemas/curah/general cargo/penumpang di tingkat nasional dan pelayanan angkutan peti kemas internasional.

Hasil pemodelan menghasilkan bahwa pada tahun 2019 ketika Pelabuhan Patimban mulai dioperasikan pada kondisi minimum operation, Pelabuhan Patimban akan melayani *demand* kontainer sebesar 250 ribu TEUs/tahunnya. Besaran *demand* ini akan berubah dari tahun ke tahunnya dengan dipengaruhi pengembangan yang terjadi pada wilayah seperti pembangunan kawasan industri baru dan lain sebagainya dan juga pengembangan infrastruktur jalan. Dapat dilihat dari Gambar 4.2 bahwa Tahap-I (Jangka Pendek) memiliki peran yang kritis

terhadap pengembangan tahap selanjutnya. Pada Tahap-I ini kinerja pelabuhan akan menjadi sorotan utama karena akan menjadi faktor penentu utama bagi para *user/consignee* untuk mengeluarkan keputusan final mengenai penggunaan Pelabuhan Patimban. Jika pembangunan pada Tahap-I (hingga tahun 2021) ini berjalan sesuai dengan rencana dengan kinerja pelabuhan yang juga sesuai rencana, maka diprediksi akan terjadi peningkatan *demand* mulai tahun 2022 menjadi sebesar 1.6 juta TEUs hingga pada akhir Tahap-II menjadi sebesar 3,3 juta TEUs. Hal ini dapat terjadi karena 2 (dua) hal, yaitu:

1. Pada dasarnya potensi *demand* dari Pelabuhan Patimban sudah ada dan sudah tinggi, namun, karena opsi Pelabuhan Patimban belum ada maka potensi *demand* tersebut masih harus menggunakan Pelabuhan Tanjung Priok.
2. Proses peralihan untuk menggunakan Pelabuhan Patimban seperti kesepakatan dengan *shipping lines*, dll. membutuhkan waktu.
3. Kinerja Pelabuhan Patimban pada tahapan awal, baik secara teknis maupun non-teknis, menjadi ukuran penilaian para *user/consignee* untuk memutuskan penggunaan Pelabuhan Patimban.

Peningkatan pada tahap selanjutnya terjadi secara *gradual*. Hal ini terjadi karena pada tahap ini pasar dari Pelabuhan Patimban telah terbentuk matang (*established*). Demand Pelabuhan Patimban meningkat dari 3.9 jt TEUs pada tahun 2025 meningkat hingga menjadi 7,5 jt TEUs pada tahun *ultimate* di tahun 2037.



Gambar 4.2 Demand Peti Kemas Pelabuhan Patimban 2019 – 2037

4.2 Operasi Produksi Lapangan Arjuna

Pada periode Mei-Juni, 2017, produksi migas harian anjungan Foxtrot di Lapangan Arjuna sekitar 3.000 BOPD (Barrel Oil Per Day) dan 3 MMSCFD (Million Metric Standard Cubic Feet Per Day). Dengan akan adanya jalur baru pelayaran peti kemas Pelabuhan Patimban yang melintasi jaringan pipa bawah lautnya, maka akan berdampak bahaya dan berpotensi kehilangan produksi >10 persen dari total produksi keseluruhan Lapangan ONWJ. Hal ini menandakan betapa cukup pentingnya keberlangsungan operasi-produksi Lapangan Arjuna yang dalam penyaluran produksi migasnya menggunakan sistem jaringan tiga buah pipa bawah laut, yaitu:

- 1) Pipa saluran gas berukuran 10 inch FPRO – ECOM sepanjang 32 Km pada kedalaman laut 34 meter, dipasang pada tahun 2015.
- 2) Pipa saluran minyak berukuran 16 inch FPRO – ECOM sepanjang 32 Km pada kedalaman laut 34 meter, dipasang pada tahun 1983.
- 3) Pipa saluran minyak berukuran 16 inch FFA – UPRO sepanjang 33 Km pada kedalaman laut 25 meter, dipasang pada tahun 1978

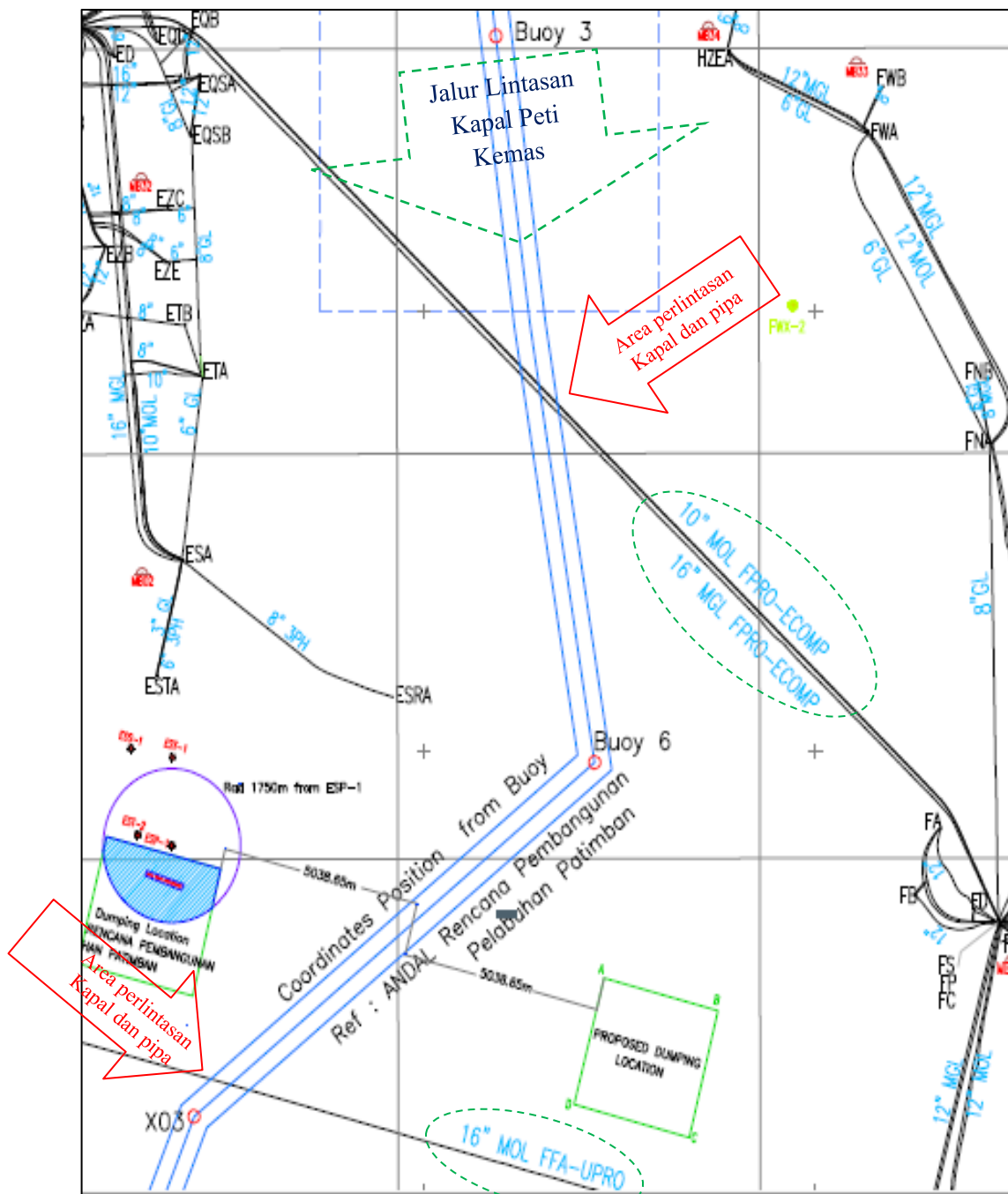
Detil data dan spesifikasi tiga pipa tersebut ditunjukkan pada tabel 4.1.

Tabel 4.1 Data dan Spesifik Pipa yang Diteliti

Jenis Data	Detail Spesifik	10" MGL FPRO - ECOM	16" MOL FPRO - ECOM	16" MOL FFA - UPRO
Data Proses Pipa	Tekanan Pipa Desain	980 psig	1,040 psig	720 psig
	Tekanan Pipa Operasi	310 psig	90 psig	85 psig
	Temperature Pipa Desain	93,3°C	93,3°C	93,3°C
	Temperature Pipa Operasi	32,2°C	32,2°C	32,2°C
	Info Konten	Gas	Minyak	Minyak
Data Mekanikal Pipa	Diameter Luar Pipa (OD)	273,1 mm	406,4 mm	406,4 mm
	Tebal Pipa Desain	12,7 mm	12,7 mm	12,7 mm
	Grade Material Pipa	API 5L-X52	API 5L-X52	API 5L-X52
	Corrosion Coating	Asphalt Enamel	Coaltar Enamel	Dope & Wrap
	Concrete Weight Coating Density	3.044 kg/m ³	2.242 kg/m ³	2.242 kg/m ³
	Concrete Weight Coating Thickness	30 mm	38 mm	25 mm
Gambar Desain	Tahun Pembuatan	2015	1983	1978
	Bathymetry dan Fitur Dasar Laut	2015	Obsolete	Obsolete

Sumber: Data Internal Perusahaan

Pada Gambar 4.3 dapat dilihat lokasi ketiga pipa tersebut terhadap jalur baru pelayaran kapal peti kemas Pelabuhan Patimban, dan nampak adanya potensi risiko khususnya pada area perlintasan jalur pelayaran terhadap pipa migas bawah laut sehingga berpotensi bahaya dan kehilangan produksi harian jika terjadi insiden seperti kejatuhan benda (*drop object*), tertariknya pipa oleh jangkar (*dragged anchor*), kapal tenggelam (*ship sinking*), dan lain sebagainya.



Gambar 4.3 Lokasi Pipa Bawah Laut Lapangan Arjuna pada Jalur Pelayaran

Perhitungan energi yang terjadi akibat *drop anchor* dan *dragged anchor* terhadap pipa migas bawah laut Lapangan Arjuna ditunjukkan pada Tabel 4.2. Nampak bahwa energi jangkar seberat 2,5 Ton dapat merusak pipa bawah laut.

Tabel 4.2 Perhitungan Energi Jangkar Terhadap Pipa Bawah Laut

Type of Energy		Dropped Object Energy (kJ)		Adsorbed Energy by Coating (kJ)	Energy Received by Pipe (kJ)	
		Anchor 1590 Kg	Anchor 2500 Kg		Anchor 1590 kg	Anchor 2500 Kg
Dropped Anchor		32,78	84,878	36.45	0	48,428 (Rupture)
Dragged Anchor	Impact Energy	3,55	5,581		0	0
	Pull-Over Energy	28,82	17,567		0	0
	Hooking Energy	36,37	57,189		0	20,739 (Rupture)

4.3 Analisis Risiko dengan Metode Kent Mulhbauer

Langkah pertama dalam proses penilaian risiko (Muhlbauer, 2004) adalah dengan melakukan *sectioning* pada jalur pipa yang akan dinilai untuk memfokuskan proses penilaian dan mempermudah dalam penentuan pengendalian risiko yang sesuai. Dengan pertimbangan radius aman jalur pelayaran dari struktur anjungan lepas pantai terdekat dan faktor lainnya seperti luas jalur pelayaran, usia pipa, kondisi *coating pipa*, lingkungan sekitar pipa dan lain sebagainya, maka penilaian dilakukan secara *sectioning* per 4 Kilometer sepanjang pipa keseluruhan, selanjutnya akan diidentifikasi sebagai KP (Kilometer Post).

Bentuk penilaian terhadap *Probability of Failure* (PoF) terdiri atas empat indeks kategori, yaitu Indeks Kerusakan oleh Pihak Ketiga (*Third-Party Damage Index*), Indeks Akibat Korosi (*Corrosion Index*), Indeks Desain (*Design Index*), dan Indeks Akibat Kesalahan Operasional (*Incorrect Operation Index*). Setiap indeks memiliki porsi yang sesuai untuk setiap komponen kemungkinan bahaya dan risiko yang bisa terjadi pada jalur pipa.

Penilaian terhadap *Concequency of Failure* (CoF) dilakukan dengan menghitung besarnya nilai *Leak Impact Factor* (LIF). Kategori konsekuensi dalam LIF diwakili oleh tiga faktor, yaitu *Environment*, *Safety* dan *Production Loss*.

Setelah skor pada kedua komponen PoF dan CoF didapatkan, maka dapat dihitung besarnya total risiko pada jalur pipa yang diteliti.

4.3.1 Perhitungan dan Analisis *Probability of Failure*

Penilaian *Probability of Failure* (PoF) terhadap empat indeks kategori dilakukan dengan memberikan poin pada masing-masing *variable* dengan kriteria yang telah dijelaskan pada Bab 3. Setiap indeks kategori mempunyai nilai maksimum 100 poin, sehingga maksimum score pada total index adalah 400. Perhitungan PoF dilakukan sesuai dengan metodologi (Muhlbauer, 2004) seperti yang telah dijelaskan pada Bab 3.

4.3.1.1 Penilaian *Third Party Damage Index*

Berdasarkan hasil pengolahan data penelitian yang diperoleh dari wawancara dengan nara sumber ahli, praktisi dan pekerja yang terlibat, serta data sekunder berupa dokumen-dokumen perusahaan yang berkaitan dengan pipa tersebut, maka dilakukan penilaian untuk mendapatkan gambaran risiko dari *Third Party Damage Index* pada tiga buah pipa 16" MOL FPRO – ECOM, 16" MOL FFA – UPRO, dan 10" MGL FPRO – ECOM. Dengan mengacu pada sistem penilaian (Muhlbauer, 2004), hasilnya seperti ditunjukkan masing-masing pada Tabel 4.3, Tabel 4.4, Tabel 4.5.

Pada Tabel 4.3 terlihat pipa saluran minyak 16" MOL FPRO – ECOM mempunyai potensi kegagalan (*chance of failure*) yang lebih besar daripada potensi keselamatan (*chance of survive*) sebesar 51,9 persen.

Tabel 4.3 *Third Party Damage Index* Pipa 16" MOL FPRO – ECOM

No	Variable	Max score	Average score	Chance of Survive (%)	Chance of Failure (%)
1	<i>Depth of Cover</i>	20	9,3	9,3	10,8
2	<i>Activity Level</i>	25	12,5	12,5	12,5
3	<i>Aboveground Facilities</i>	10	10,0	10,0	0,0
4	<i>Damage Prevention</i>	20	10,9	10,9	9,1
5	<i>Right-of-Way Condition</i>	5	3,1	3,1	1,9
6	<i>Patrol Frequencies</i>	20	14,1	14,1	5,9
TOTAL		100	59,88	60	40

Pada Tabel 4.4 terlihat pipa saluran minyak 16” MOL FFA – UPRO mempunyai potensi kegagalan yang lebih besar daripada potensi keselamatan sebesar 56 persen.

Tabel 4.4 *Third Party Damage Index* Pipa 16” MOL FFA – UPRO

No	Variable	Max score	Average score	Chance of Survive	Chance of Failure
1	<i>Depth of Cover</i>	20	6,0	6%	14%
2	<i>Activity Level</i>	25	6,0	6%	19%
3	<i>Aboveground Facilities</i>	10	10,0	10%	0%
4	<i>Damage Prevention</i>	20	9,0	9%	11%
5	<i>Right-of-Way Condition</i>	5	0,0	0%	5%
6	<i>Patrol Frequencies</i>	20	13,0	13%	7%
TOTAL		100	44,0	44%	56%

Pada Tabel 4.5 terlihat pipa 10” MGL FPRO – ECOM mempunyai potensi kegagalan yang lebih besar daripada potensi keselamatan sebesar 51,9 persen.

Tabel 4.5 *Third Party Damage Index* Pipa 10” MGL FPRO – ECOM

No	Variable	Max score	Average score	Chance of Survive (%)	Chance of Failure (%)
1	<i>Depth of Cover</i>	20	8,5	8,5	11,5
2	<i>Activity Level</i>	25	7,0	7	18
3	<i>Aboveground Facilities</i>	10	10,0	10	0
4	<i>Damage Prevention</i>	20	9,0	9	11
5	<i>Right-of-Way Condition</i>	5	0,0	0	5
6	<i>Patrol Frequencies</i>	20	13,6	13,6	6,4
TOTAL		100	48,1	48,1	51,9

Kemudian dilakukan penilaian pada variabel-variabel yang termasuk kedalam *Third Party Damage Index* untuk setiap Kilometer Post (KP) di masing-masing jalur pipa 16” MOL FPRO – ECOM, 16” MOL FFA – UPRO dan 10” MGL FPRO – ECOM, ditunjukkan masing-masing pada tabelnya.

Pada Tabel 4.6 terlihat bahwa nilai terendah potensi keselamatan pipa 16” MOL FPRO – ECOM berada pada Kilometer Post 16-20 dengan jumlah nilai 31, dan pada Tabel 4.7 ditunjukkan nilai terendah potensi keselamatan pipa 16” MOL

FFA – UPRO juga berada pada Kilometer Post 16-20 dengan jumlah nilai 29. Sedangkan pada Tabel 4.8 ditunjukkan nilai terendah potensi keselamatan pipa 10” MGL FPRO – ECOM juga berada pada Kilometer Post 16-20 dengan jumlah nilai 31. KP 16-20 ini adalah titik perlintasan jalur kapal dengan pipa bawah laut.

Tabel 4.6 Penilaian per KP *Third Party Damage Pipa 16” MOL FPRO–ECOM*

<i>Pipeline Section</i>	<i>Third Party Damage Index</i>						<i>Sum</i>
	<i>Depth of Cover</i>	<i>Activity Level</i>	<i>Abovesea facilities</i>	<i>Damage Prevention</i>	<i>RoW Condition</i>	<i>Patrol Frequencies</i>	
KP 0 – 4	10	15	10	12	5	20	72
KP 4 – 8	10	15	10	12	3	15	65
KP 8 – 12	8	15	10	12	3	13	61
KP 12 – 16	8	9	10	9	3	8	47
KP 16 – 20	8	1	10	9	0	8	36
KP 20 – 24	10	15	10	9	3	14	61
KP 24 – 28	10	15	10	12	3	15	65
KP 28 – 32	10	15	10	12	5	20	72

Tabel 4.7 Penilaian per KP *Third Party Damage Pipa 16” MOL FFA–UPRO*

<i>Pipeline Section</i>	<i>Third Party Damage Index</i>						<i>Sum</i>
	<i>Depth of Cover</i>	<i>Activity Level</i>	<i>Abovesea facilities</i>	<i>Damage Prevention</i>	<i>RoW Condition</i>	<i>Patrol Frequencies</i>	
KP 0 – 4	6	8	10	9	0	15	48
KP 4 – 8	6	8	10	9	0	15	48
KP 8 – 12	6	8	10	9	0	15	48
KP 12 – 16	6	8	10	9	0	10	43
KP 16 – 20	6	0	10	9	0	4	29
KP 20 – 24	6	0	10	9	0	10	35
KP 24 – 28	6	8	10	9	0	15	48
KP 28 – 32	6	8	10	9	0	20	53

Tabel 4.8 Penilaian per KP *Third Party Damage* Pipa 10” MGL FPRO–ECOM

<i>Pipeline Section</i>	<i>Third Party Damage Index</i>						<i>Sum</i>
	<i>Depth of Cover</i>	<i>Activity Level</i>	<i>Abovesea facilities</i>	<i>Damage Prevention</i>	<i>RoW Condition</i>	<i>Patrol Frequencies</i>	
KP 0 – 4	8	8	10	9	0	20	55
KP 4 – 8	8	8	10	9	0	15	50
KP 8 – 12	8	8	10	9	0	15	50
KP 12 – 16	8	8	10	9	0	10	45
KP 16 – 20	8	0	10	9	0	4	31
KP 20 – 24	9	8	10	9	0	10	46
KP 24 – 28	9	8	10	9	0	15	51
KP 28 – 32	10	8	10	9	0	20	57

Berdasarkan hasil penilaian diatas dapat disimpulkan bahwa variabel *Third-party Damage Index* pada masing-masing jalur pipa mendapatkan skor dari skala maksimum 100 poin dengan rata-rata secara berturut-turut adalah:

- Jalur pipa 16” MOL FPRO – ECOM dengan nilai 48,1 poin.
- Jalur pipa 16” MOL FFA – UPRO dengan nilai 44,0 poin.
- Jalur pipa 10” MGL FPRO – ECOM dengan nilai 48,1 poin.

Hal ini berarti rata-rata kemungkinan selamat jalur pipa tersebut sebesar 48,1 persen pada pipa 16” MOL FPRO – ECOM, 44 persen pada pipa 16” MOL FFA – UPRO dan 48,1 persen pada pipa 10” MGL FPRO – ECOM.

Sedangkan untuk penilaian setiap Kilometer Post, nilai paling rendah adalah jalur pipa 16” MOL FFA – UPRO pada KP 16-20 yaitu dengan skor 29 poin seperti ditunjukkan pada Tabel 4.7.

Pada *Third-Party Damage Index* ini variabel yang memiliki nilai *probability of failure* tertinggi adalah pada variabel *activity level*. Hal ini disebabkan diatas jalur pipa tersebut akan dijadikan jalur baru pelayaran kapal peti kemas Pelabuhan Patimban, sehingga aktifitas kapal yang melewati area tersebut cukup tinggi dan dapat meningkatkan kemungkinan terjadinya kecelakaan akibat kegagalan operasi jangkar oleh kapal pihak ketiga. Hal ini seperti yang terjadi di UK dan Eropa, bahwa penyebab utama kebocoran pada pipa gas bertekanan tinggi secara umum disebabkan oleh aktifitas pihak ketiga.

Faktor-faktor yang berkontribusi dalam kegagalan pipa akibat dari aktifitas pihak ketiga menurut (Mather, Blackmore, Petrie, & Treves, 2001) antara lain adalah diameter pipa, ketebalan pipa, lokasi pipa, kedalaman tanam pipa, dan sistem pencegahan kerusakan yang terpasang.

Berdasarkan data dari (HSE, 2001), pada kategori diameter pipa terlihat bahwa pipa dengan ukuran diameter 0-4 inci merupakan pipa yang memiliki tingkat kerusakan paling sering dengan nilai 0,702 per 1000 km-tahun seperti ditunjukkan pada Tabel 4.9.

Pada kasus ini, kemungkinan kerusakan pipa akibat jangkar dari kapal kontainer (*commercial ship*) sangat mungkin terjadi karena banyak kasus ketika sebuah kapal mengalami *engine fail* maka kapal akan cenderung menurunkan jangkar dan kemungkinan akan merusak pipa yang ada di bawahnya. Hal ini dibuktikan pada sebuah penelitian lain (Sulaiman & Tan, 2014) terkait dengan *third party damage* pada pipa bawah laut menggunakan Bayesian Network (BN) Model, dihasilkan bahwa dari 3 jenis kapal yang melintas yaitu *Engineering Ship*, *Fishing Ship* dan *Commercial Ship*, dihasilkan bahwa faktor yang paling berkontribusi terhadap kebocoran pipa adalah akibat *Engineering Ship* melintas dan mengalami *Engine Fail* pada penelitian tersebut. Namun pada kasus di lapangan Arjuna kemungkinan kerusakan pipa oleh *engineering ship* sangat kecil karena sebelum pekerjaan selalu dilakukan koordinasi dan perencanaan pekerjaan yang dapat mengurangi kemungkinan terjadinya kecelakaan.

Tabel 4.9 Frekuensi Kerusakan Pipa Berdasarkan Kategori Diameter

Diameter range [inches]	Diameter range [mm]	Damage Classification (1000 Km-years) ⁻¹			Total (1000 Km-years) ⁻¹
		Pinhole ≤2cm	Hole 2cm<x≤d	Rupture >d	
0-4	0-100	0,231	0,314	0,157	0,702
5-10	125-250	0,086	0,252	0,071	0,409
12-16	300-400	0,055	0,105	0,031	0,191
18-22	450-550	0,018	0,018	0,025	0,061
24-28	600-700	-	0,009	0,009	0,018
30-34	750-850	-	-	0,012	0,012
36-40	900-1000	-	-	-	-
40+	1000+	-	-	-	-

Sumber: HSE (2001)

Kerusakan pipa diakibatkan dampak tumbukan energi dengan jangkar tergantung berat jangkar yang dijatuhkan ke dasar laut (Sulaiman & Tan, 2014). Dua faktor utama yang mempengaruhi energi benturan (*impact energy*) yaitu pertama adalah kedalaman air laut (*depth of cover*) yang mempengaruhi kemungkinan dampak (*probability impact*) dari pipa terbentur jangkar dan yang kedua adalah *coating* pipa yang mempengaruhi *severity impact* dari benturan jangkar dan pipa (Liu, HU, & Zhang, 2013).

4.3.1.2 Penilaian *Corrosion Index*

Berdasarkan hasil pengolahan data penelitian yang diperoleh dari hasil wawancara dengan nara sumber ahli, praktisi dan pekerja yang terlibat, serta data sekunder berupa dokumen-dokumen perusahaan yang berkaitan dengan pipa tersebut, maka dilakukan penilaian untuk mendapatkan gambaran risiko dari *Corrosion Index* pada tiga buah pipa 16” MOL FPRO – ECOM, 16” MOL FFA – UPRO, dan 10” MGL FPRO – ECOM dengan menggunakan sistem penilaian (Muhlbauer, 2004), sehingga terlihat *chance of survive* dan *chance of failure* untuk setiap variabel seperti pada Tabel 4.10, Tabel 4.11, Tabel 4.12.

Tabel 4.10 *Corrosion Index* Pipa 16” MOL FPRO – ECOM

No	Variable	Max score	Average score	Chance of Survive (%)	Chance of Failure (%)
1	<i>Internal Corrosion</i>				
	<i>Product Corrosivity</i>	13	5,0	5	8
	<i>Internal Protection</i>	12	9,0	9	3
2	<i>Submerged Pipe Corrosion</i>				
	<i>Submerged Pipe Environment</i>				
	<i>Water Corrosivity</i>	15	0,0	0	15
	<i>Mechanical Corrosion</i>	5	5,0	5	0
	<i>Cathodic Protection</i>				
	<i>Effectiveness</i>	20	20,0	20	0
	<i>Interference Potential</i>	10	8,9	8,9	1,1
	<i>Coating</i>				
	<i>Fitness</i>	12	12,0	12	0
	<i>Condition</i>	13	9,0	9	4
TOTAL		100	68.9	68.9	31.1

Tabel 4.11 *Corrosion Index* Pipa 16” MOL FFA – UPRO

No	Variable	Max score	Average score	Chance of Survive (%)	Chance of Failure (%)
1	<i>Internal Corrosion</i>				
	<i>Product Corrosivity</i>	13	5,0	5	8
	<i>Internal Protection</i>	12	4,0	4	8
2	<i>Submerged Pipe Corrosion</i>				
	<i>Submerged Pipe Environment</i>				
	<i>Water Corrosivity</i>	15	0,0	0	15
	<i>Mechanical Corrosion</i>	5	2,0	2	3
	<i>Cathodic Protection</i>				
	<i>Effectiveness</i>	20	10,0	10	10
	<i>Interference Potential</i>	10	5,0	5,0	5
	<i>Coating</i>				
	<i>Fitness</i>	12	9,0	9	3
	<i>Condition</i>	13	3,0	3	10
	TOTAL	100	38	38	62

Tabel 4.12 *Corrosion Index* Pipa 10” MGL FPRO – ECOM

No	Variable	Max score	Average score	Chance of Survive (%)	Chance of Failure (%)
1	<i>Internal Corrosion</i>				
	<i>Product Corrosivity</i>	13	9,0	9	4
	<i>Internal Protection</i>	12	12,0	12	0
2	<i>Submerged Pipe Corrosion</i>				
	<i>Submerged Pipe Environment</i>				
	<i>Water Corrosivity</i>	15	0,0	0	15
	<i>Mechanical Corrosion</i>	5	5,0	5	0
	<i>Cathodic Protection</i>				
	<i>Effectiveness</i>	20	20,0	20	0
	<i>Interference Potential</i>	10	8,9	8,9	1,1
	<i>Coating</i>				
	<i>Fitness</i>	12	12,0	12	0
	<i>Condition</i>	13	13,0	13	0
	TOTAL	100	79,9	79,9	20,1

Penilaian variabel-variabel Corrosion Index pada setiap Kilometer Post (KP) pada jalur pipa 16” MOL FPRO – ECOM, 16” MOL FFA – UPRO dan 10” MGL FPRO – ECOM seperti ditunjukkan masing-masing pada Tabel 4.13, Tabel 4.14, Tabel 4.15.

Tabel 4.13 Penilaian per KP *Corrosion Index* Pipa 16” MOL FPRO – ECOM

Pipeline Section	Corrosion								Sum
	<i>Atm Corr</i>	<i>Prod Corr</i>	<i>Inter Prot</i>	<i>Wter Corr</i>	<i>Mch Corr</i>	<i>CP Effect</i>	<i>CP Inter</i>	<i>Coating</i>	
KP 0 – 4	NA	5	9	0	5	20	10	21	70
KP 4 – 8	NA	5	9	0	5	20	10	21	70
KP 8 – 12	NA	5	9	0	5	20	10	21	70
KP 12 – 16	NA	5	9	0	5	20	10	21	70
KP 16 – 20	NA	5	9	0	5	20	10	21	70
KP 20 – 24	NA	5	9	0	5	20	10	21	70
KP 24 – 28	NA	5	9	0	5	20	10	21	70
KP 28 – 32	NA	5	9	0	5	20	1	21	61

Tabel 4.14 Penilaian per KP *Corrosion Index* Pipa 16” MOL FFA – UPRO

Pipeline Section	Corrosion								Sum
	<i>Atm Corr</i>	<i>Prod Corr</i>	<i>Inter Prot</i>	<i>Wter Corr</i>	<i>Mch Corr</i>	<i>CP Effect</i>	<i>CP Inter</i>	<i>Coating</i>	
KP 0 – 4	NA	5	4	0	2	10	5	12	38
KP 4 – 8	NA	5	4	0	2	10	5	12	38
KP 8 – 12	NA	5	4	0	2	10	5	12	38
KP 12 – 16	NA	5	4	0	2	10	5	12	38
KP 16 – 20	NA	5	4	0	2	10	5	12	38
KP 20 – 24	NA	5	4	0	2	10	5	12	38
KP 24 – 28	NA	5	4	0	2	10	5	12	38
KP 28 – 32	NA	5	4	0	2	10	5	12	38

Tabel 4.15 Penilaian per KP *Corrosion Index* Pipa 10” MGL FPRO – ECOM

Pipeline Section	Corrosion								Sum
	<i>Atm Corr</i>	<i>Prod Corr</i>	<i>Inter Prot</i>	<i>Wter Corr</i>	<i>Mch Corr</i>	<i>CP Effect</i>	<i>CP Inter</i>	<i>Coating</i>	
KP 0 – 4	NA	9	12	0	5	20	10	25	81
KP 4 – 8	NA	9	12	0	5	20	10	25	81
KP 8 – 12	NA	9	12	0	5	20	10	25	81
KP 12 – 16	NA	9	12	0	5	20	10	25	81
KP 16 – 20	NA	9	12	0	5	20	10	25	81
KP 20 – 24	NA	9	12	0	5	20	10	25	81
KP 24 – 28	NA	9	12	0	5	20	10	25	81
KP 28 – 32	NA	9	12	0	5	20	1	25	72

Berdasarkan hasil penilaian diatas dapat disimpulkan bahwa variabel *Corrosion Index* jalur pipa 16” MOL FPRO – ECOM, 16” MOL FFA – UPRO dan 10” MGL FPRO – ECOM masing-masing mendapatkan skor rata-rata sebesar 68,9 poin, 38 dan 79,9 dari skor maksimum 100 poin. Hal ini berarti rata-rata kemungkinan selamat jalur pipa tersebut sebesar 68,9 persen, 38 persen dan 79,9 persen. Sedangkan untuk penilaian setiap Kilometer Post, pipa dengan nilai paling rendah adalah 16” MOL FFA-UPRO pada KP 0-32 (sepanjang jalur pipa) yaitu dengan total skor 38 poin.

Pada Index ini variabel *atmospheric corrosion* tidak *applicable* karena keseluruhan bagian pipa yang dinilai berada di bawah permukaan laut. Sehingga pada index ini variabel yang paling berisiko adalah variabel *submerged pipe environment*. Hal ini disebabkan oleh kondisi lingkungan tempat 3 pipa tersebut terpasang adalah di lingkungan air laut yang sangat korosif dengan *resitivity* rendah. Berdasarkan (Muhlbauer, 2004) pemberian nilai dengan risiko tinggi pada variabel akibat korosifitas air laut sangat mungkin dilakukan.

Untuk pipa 16” MOL FFA – UPRO memiliki nilai yang paling berisiko, hal ini dikarenakan pipa tersebut sudah tidak pernah dilakukan pemantauan pada *coating* internal yang berguna untuk mencegah korosi. Selain itu juga survey untuk *cathodic protection effectiveness* dan potensi gangguan dari material metal lainnya juga tidak pernah dilakukan. Sehingga berpengaruh pada hasil penilaian

risiko. Untuk jenis fluida yang dikirim melalui jalur pipa 16” MOL FFA – UPRO adalah minyak, namun masih ada sebagian air yang terbawa dan berasal dari stasiun produksi FFA. Meskipun sudah dilakukan pemisahan terhadap air yang terkandung di dalam fluida, masih ada sebagian air yang ikut terbawa bersama minyak. Diketahui bahwa air merupakan salah satu zat yang dapat mempercepat laju korosi seperti halnya H_2S dan CO_2 . Secara umum pada ke-3 pipa tersebut dilakukan *injeksi chemical* yang berguna sebagai inhibitor. Inhibitor yang diinjeksi adalah C surfactan dengan dosis 13 ppm yang berfungsi sebagai *water corrosion inhibitor*. Selain itu kegiatan pemantauan menggunakan *corrosion coupon/ probe* dilakukan untuk memonitor laju korosi internal pada jalur-jalur pipa tersebut.

Pipa-pipa tersebut juga telah dipasang *coating* dengan jenis *Coal Tar Enamel* (CTE) untuk pipa 16” MOL FPRO-ECOM, AE 4mm & 1282 kg/m³ untuk pipa 10” MGL FPRO – ECOM dan 5/32" D&W pada pipa 16” MOL FFA – UPRO. Fungsi *coating* ini adalah sebagai penghambat korosi eksternal. *Coating* merupakan perlindungan utama dari korosi. Tetapi dalam prakteknya, *coating* perlu ditambahkan proteksi tambahan seperti *Cathodic Protection* (CP) untuk memberikan proteksi tambahan jika terjadi kegagalan pada *coating* pipa. Kegagalan pada *coating* dapat disebabkan antara lain oleh: (Muhlbauer, 2004)

- *Mechanical damage* diakibatkan pergerakan tanah, maupun terkena jangkar.
- *Disbondement* yang mengakibatkan terbentuknya hydrogen yang diakibatkan kelebihan arus dari *Cathodic Protection*
- Salah pemilihan jenis *coating*

Maka dari itu pemasangan CP pada rentang jarak tertentu dalam perpipaan terutama pada pipa bawah laut sangat dianjurkan.

4.3.1.3 Penilaian *Design Index*

Berdasarkan hasil pengolahan data penelitian yang diperoleh dari hasil wawancara terhadap nara sumber ahli, praktisi dan pekerja yang terlibat serta data sekunder berupa dokumen-dokumen perusahaan yang berkaitan dengan pipa tersebut, maka didapatkan gambaran risiko untuk *Design Index* pada pipa 16”

MOL FPRO – ECOM, 16” MOL FFA – UPRO dan 10” MGL FPRO – ECOM , yang menggunakan metode (Muhlbauer, 2004) seperti ditunjukkan pada Tabel 4.16, Tabel 4.17, Tabel 4.18.

Tabel 4.16 *Design Index* Pipa 16” MOL FPRO – ECOM

No.	Variabel	Nilai Maks	Nilai Rata-Rata	Chance of Survive	Chance of Failure
1	<i>Safety Factor</i>	25	25,0	25%	0%
2	<i>Fatigue</i>	15	3,5	3,5%	11,5%
3	<i>Surge Potential</i>	10	9,4	9,4%	0,6%
4	<i>Integrity Verification</i>	25	0,0	0%	25,0%
5	<i>Stability</i>	25	24,4	24,4%	0,6%
TOTAL		100	62,3	62,3%	37,8%

Tabel 4.17 *Design Index* Pipa 16” MOL FFA – UPRO

No.	Variabel	Nilai Maks	Nilai Rata-Rata	Chance of Survive	Chance of Failure
1	<i>Safety Factor</i>	25	25,0	25%	0%
2	<i>Fatigue</i>	15	3,5	3,5%	11,5%
3	<i>Surge Potential</i>	10	9,4	9,4%	0,6%
4	<i>Integrity Verification</i>	25	0,0	0%	25%
5	<i>Stability</i>	25	25,0	25%	0%
TOTAL		100	62,9	62,9%	37,1%

Tabel 4.18 *Design Index* Pipa 10” MGL FPRO – ECOM

No.	Variabel	Nilai Maks	Nilai Rata-Rata	Chance of Survive	Chance of Failure
1	<i>Safety Factor</i>	25	25,0	25%	0%
2	<i>Fatigue</i>	15	7,0	7%	8%
3	<i>Surge Potential</i>	10	10,0	10%	0%
4	<i>Integrity Verification</i>	25	25,0	25%	0%
5	<i>Stability</i>	25	24,4	24,4%	0,6%
TOTAL		100%	91,4	91,4%	8,6%

Kemudian dilakukan penilaian untuk variabel-variabel yang termasuk kedalam *Design Index* setiap Kilometer Post seperti ditunjukkan pada Tabel 4.19, Tabel 4.20, Tabel 4.21.

Tabel 4.19 Penilaian per KP *Design Index* Pipa 16” MOL FPRO – ECOM

<i>Pipeline Section</i>	<i>Design Index</i>					<i>Sum</i>
	<i>Safety Factor</i>	<i>Fatigue</i>	<i>Surge Potential</i>	<i>Integrity Verification</i>	<i>Stability</i>	
KP 0 – 4	25	2	10	0	25	62
KP 4 – 8	25	3	10	0	25	63
KP 8 – 12	25	3	10	0	25	63
KP 12 – 16	25	3	10	0	25	63
KP 16 – 20	25	4	10	0	25	64
KP 20 – 24	25	4	10	0	25	64
KP 24 – 28	25	4	10	0	25	64
KP 28 – 32	25	5	5	0	20	55

Tabel 4.20 Penilaian per KP *Design Index* Pipa 16” MOL FFA – UPRO

<i>Pipeline Section</i>	<i>Design Index</i>					<i>Sum</i>
	<i>Safety Factor</i>	<i>Fatigue</i>	<i>Surge Potential</i>	<i>Integrity Verification</i>	<i>Stability</i>	
KP 0 – 4	25	2	10	0	25	62
KP 4 – 8	25	3	10	0	25	63
KP 8 – 12	25	3	10	0	25	63
KP 12 – 16	25	3	10	0	25	63
KP 16 – 20	25	4	10	0	25	64
KP 20 – 24	25	4	10	0	25	64
KP 24 – 28	25	4	10	0	25	64
KP 28 – 32	25	5	5	0	25	60

Tabel 4.21 Penilaian per KP *Design Index* Pipa 10” MGL FPRO – ECOM

<i>Pipeline Section</i>	<i>Design Index</i>					<i>Sum</i>
	<i>Safety Factor</i>	<i>Fatigue</i>	<i>Surge Potential</i>	<i>Integrity Verification</i>	<i>Stability</i>	
KP 0 – 4	25	7	10	25	25	92
KP 4 – 8	25	7	10	25	25	92
KP 8 – 12	25	7	10	25	25	92
KP 12 – 16	25	7	10	25	25	92
KP 16 – 20	25	7	10	25	25	92
KP 20 – 24	25	7	10	25	25	92
KP 24 – 28	25	7	10	25	25	92
KP 28 – 32	25	7	10	25	20	87

Berdasarkan penilaian diatas dapat disimpulkan bahwa variabel *Design Index* jalur pipa 16” MOL FPRO – ECOM, 16” MOL FFA – UPRO dan 10” MGL FPRO – ECOM mendapatkan skor rata-rata secara sebesar 62,3 poin, 62,9 poin dan 91,4 poin, dari skala skor maksimum 100 poin. Hal ini berarti rata-rata kemungkinan selamat jalur pipa tersebut sebesar 62,3 persen, 62,9 persen dan 91,4 persen. Sedangkan untuk penilaian setiap Kilometer Post, pipa dengan nilai paling rendah adalah 16” MOL FPRO – ECOM pada KP 28-32 yaitu dengan total skor 55 poin.

Pada Tabel 4.16 dan Tabel 4.18 terlihat juga bahwa variabel yang paling berisiko pada jalur pipa 16” MOL FPRO – ECOM dan 16” MOL FFA – UPRO adalah *Integrity Verification*. Hal ini dikarenakan pipa tersebut belum pernah dilakukan kegiatan *pressure test* maupun *In-line Inspection* (ILI). Kegiatan ini dilakukan untuk deteksi dini anomali yang mungkin terjadi pada jalur pipa sehingga dapat diambil tindakan perbaikan sebelum terjadinya kebocoran. Anomali-anomali yang dapat terjadi seperti retak, tergores, penyok maupun *metal loss* yang diakibatkan korosi.

Inspeksi jalur pipa dapat dilakukan baik secara internal maupun eksternal dengan ruang lingkup keseluruhan jalur pipa atau bagian-bagian tertentu. Hal ini dilakukan dengan menggunakan pig. Alat ini dimasukan ke dalam pipa dan bergerak dari ujung pipa ke bagian ujung pipa lainnya. Pada saat proses bergerak tersebut pig melakukan pencatatan terhadap kondisi terkini dari pipa yang dilalui. Sedangkan inspeksi eksternal biasanya dilakukan menggunakan *Remote Operating Vehicle* (ROV). Alat ini bisa menyelam hingga puluhan meter kedalaman laut yang biasanya tidak bisa dilakukan manusia. Alat ini dapat membantu dalam inspeksi dengan cara visual maupun pengukuran langsung (Kamsu & Foguem, 2016).

Selain itu pada variabel *Fatigue* cukup tinggi karena usia pipa sudah menginjak 34 Tahun saat penelitian ini dilakukan untuk pipa 16” MOL FPRO – ECOM dan 39 Tahun untuk pipa 16” MOL FFA – UPRO. Semenjak awal pipa dioperasikan, pipa sudah mengalami beban internal maupun eksternal. Beban internal dihasilkan dari tekanan yang diberikan untuk mengirim fluida dan beban eksternal dari arus laut.

Dalam sebuah laporan yang dibuat oleh Health Safety Executive (HSE) RR672 tentang “Offshore Hydrocarbon Release 2001-2008” mengungkapkan bahwa perpipaan adalah peralatan yang paling sering mengalami kebocoran dan penyebabnya utamanya adalah *mechanical failure* dan *mechanical fatigue*. Hal ini berdasarkan fakta bahwa sistem perpipaan rentan terhadap beban getaran, beban *mechanical* dan *thermal fatigue* yang menghasilkan pergerakan konstan pada sistem. Terlebih lagi, kebanyakan sistem perpipaan tidak dapat di pigging dan terkadang akses untuk melakukan inspeksi tidak semudah seperti inspeksi bejana bertekanan (Vicente, 2014).

Untuk variabel *safety factor* terbilang cukup baik dikarenakan *operating pressure* dari ke-3 pipa tersebut sangat jauh di bawah *design pressure* yang ditetapkan. Pipa-pipa tersebut merupakan pipa kelas D dengan *Design Pressure* setara dengan 1400 Psig sedangkan rata-rata *operating pressure* yang didapatkan dari data pengukuran oleh perusahaan rata-rata berada disekitar 100 Psig ke bawah. Selain itu, penelitian serupa pada pipa darat tahun 2014 menunjukkan bahwa variabel *stability* pada *design index* cukup berpengaruh pada tingginya tingkat risiko. Hal ini diakibatkan pada lokasi jalur pipa tersebut merupakan daerah rawan longsor (Martalena, 2014).

4.3.1.4 Penilaian *Incorrect Operations Index*

Berdasarkan hasil pengolahan data penelitian yang diperoleh dari hasil wawancara dengan nara sumber ahli, praktisi dan pekerja yang terlibat serta data sekunder berupa dokumen-dokumen perusahaan yang berkaitan dengan pipa tersebut, maka didapatkan gambaran risiko untuk *Incorrect Operations Index* pada pipa 16” MOL FPRO – ECOM, 16” MOL FFA – UPRO dan 10” MGL FPRO – ECOM seperti ditunjukkan pada Tabel 4.22, Tabel 4.23, dan Tabel 4.24.

Tabel 4.22 *Incorrect Operations* Index Pipa 16” MOL FPRO – ECOM

No.	Variabel	Nilai Maks	Nilai Rata-Rata	Chance of Survive	Chance of Failure
1	<i>Design</i>				
	<i>Hazard Identification</i>	4	4.0	4%	0%
	<i>MOP Potential</i>	12	10.0	10%	2%
	<i>Safety System</i>	10	6.0	6%	4%
	<i>Material Selection</i>	2	2.0	2%	0%
	<i>Checks</i>	2	2.0	2%	0%
2	<i>Construction</i>				
	<i>Inspection</i>	10	10	10%	0%
	<i>Materials</i>	2	2	2%	0%
	<i>Joining</i>	2	2	2%	0%
	<i>Backfilling</i>	2	2	2%	0%
	<i>Handling</i>	2	2	2%	0%
	<i>Coating</i>	2	2	2%	0%
3	<i>Operations</i>				
	<i>Procedures</i>	7	7	7%	0%
	<i>SCADA/Communications</i>	3	0	0%	3%
	<i>Drug Testing</i>	2	2	2%	0%
	<i>Safety Programs</i>	2	2	2%	0%
	<i>Survey/Map/Record</i>	5	5	5%	0%
	<i>Training</i>	10	10	10%	0%
	<i>Mechanical Er. Preventer</i>	6	6	6%	0%
4	<i>Maintenance</i>				
	<i>Documentation</i>	2	2	2%	0%
	<i>Schedule</i>	3	0	0%	3%
	<i>Procedures</i>	10	10	10%	0%
TOTAL		100	88	88%	12%

Tabel 4.23 *Incorrect Operations Index* Pipa 16” MOL FFA – UPRO

No.	Variabel	Nilai Maks	Nilai Rata-Rata	Chance of Survive	Chance of Failure
1	<i>Design</i>				
	<i>Hazard Identification</i>	4	4	4%	0%
	<i>MOP Potential</i>	12	10	10%	2%
	<i>Safety System</i>	10	6	6%	4%
	<i>Material Selection</i>	2	2	2%	0%
	<i>Checks</i>	2	2	2%	0%
2	<i>Construction</i>				
	<i>Inspection</i>	10	10	10%	0%
	<i>Materials</i>	2	2	2%	0%
	<i>Joining</i>	2	2	2%	0%
	<i>Backfilling</i>	2	2	2%	0%
	<i>Handling</i>	2	2	2%	0%
	<i>Coating</i>	2	2	2%	0%
3	<i>Operations</i>				
	<i>Procedures</i>	7	7	7%	0%
	<i>SCADA/Communications</i>	3	0	0%	3%
	<i>Drug Testing</i>	2	2	2%	0%
	<i>Safety Programs</i>	2	2	2%	0%
	<i>Survey/Map/Record</i>	5	5	5%	0%
	<i>Training</i>	10	10	10%	0%
	<i>Mechanical Er. Preventer</i>	6	6	6%	0%
4	<i>Maintenance</i>				
	<i>Documentation</i>	2	0	0%	2%
	<i>Schedule</i>	3	0	0%	3%
	<i>Procedures</i>	10	10	10%	0%
TOTAL		100	86	86%	14%

Tabel 4.24 *Incorrect Operations Index* Pipa 10” MGL FPRO – ECOM

No.	Variabel	Nilai Maks	Nilai Rata-Rata	Chance of Survive	Chance of Failure
1	<i>Design</i>				
	<i>Hazard Identification</i>	4	4	4%	0%
	<i>MOP Potential</i>	12	12	12%	0%
	<i>Safety System</i>	10	6	6%	4%
	<i>Material Selection</i>	2	2	2%	0%
	<i>Checks</i>	2	2	2%	0%
2	<i>Construction</i>				
	<i>Inspection</i>	10	10	10%	0%
	<i>Materials</i>	2	2	2%	0%
	<i>Joining</i>	2	2	2%	0%
	<i>Backfilling</i>	2	2	2%	0%
	<i>Handling</i>	2	2	2%	0%
	<i>Coating</i>	2	2	2%	0%
3	<i>Operations</i>				
	<i>Procedures</i>	7	7	7%	0%
	<i>SCADA/Communications</i>	3	0	0%	3%
	<i>Drug Testing</i>	2	2	2%	0%
	<i>Safety Programs</i>	2	2	2%	0%
	<i>Survey/Map/Record</i>	5	5	5%	0%
	<i>Training</i>	10	10	10%	0%
	<i>Mechanical Er. Preventer</i>	6	6	6%	0%
4	<i>Maintenance</i>				
	<i>Documentation</i>	2	2	2%	0%
	<i>Schedule</i>	3	3	3%	0%
	<i>Procedures</i>	10	10	10%	0%
TOTAL		100	93	93%	7%

Kemudian dilakukan penilaian pada variabel-variabel *Incorrect Operations Index* setiap Kilometer Post (KP) jalur pipa 16” MOL FPRO – ECOM, 16” MOL FFA – UPRO dan 10” MGL FPRO – ECOM. Hasilnya ditunjukkan pada Tabel 4.25, Tabel 4.26 dan Tabel 4.27.

Tabel 4.25 Penilaian per KP *Incorrect Ops. Index 16*”MOL FPRO–ECOM

<i>Pipeline Section</i>	<i>Incorrect Operations</i>				
	<i>Design</i>	<i>Construction</i>	<i>Operations</i>	<i>Maintenance</i>	<i>Sum</i>
KP 0 – 4	24	20	32	12	88
KP 4 – 8	24	20	32	12	88
KP 8 – 12	24	20	32	12	88
KP 12 – 16	24	20	32	12	88
KP 16 – 20	24	20	32	12	88
KP 20 – 24	24	20	32	12	88
KP 24 – 28	24	20	32	12	88
KP 28 – 32	24	20	32	12	88

Tabel 4.26 Penilaian per KP *Incorrect Ops. Index 16*”MOL FFA–UPRO

<i>Pipeline Section</i>	<i>Incorrect Operations</i>				
	<i>Design</i>	<i>Construction</i>	<i>Operations</i>	<i>Maintenance</i>	<i>Sum</i>
KP 0 – 4	24	20	32	10	86
KP 4 – 8	24	20	32	10	86
KP 8 – 12	24	20	32	10	86
KP 12 – 16	24	20	32	10	86
KP 16 – 20	24	20	32	10	86
KP 20 – 24	24	20	32	10	86
KP 24 – 28	24	20	32	10	86
KP 28 – 32	24	20	32	10	86

Tabel 4.27 Penilaian per KP *Incorrect Ops. Index 16*”MGL FPRO–ECOM

<i>Pipeline Section</i>	<i>Incorrect Operations</i>				
	<i>Design</i>	<i>Construction</i>	<i>Operations</i>	<i>Maintenance</i>	<i>Sum</i>
KP 0 – 4	26	20	32	15	93
KP 4 – 8	26	20	32	15	93
KP 8 – 12	26	20	32	15	93
KP 12 – 16	26	20	32	15	93
KP 16 – 20	26	20	32	15	93
KP 20 – 24	26	20	32	15	93
KP 24 – 28	26	20	32	15	93
KP 28 – 32	26	20	32	15	93

Berdasarkan penilaian diatas dapat disimpulkan bahwa variabel *Incorrect Operations Index* jalur pipa 16” MOL FPRO – ECOM, 16” MOL FFA – UPRO dan 10” MGL FPRO – ECOM masing-masing mendapatkan skor rata-rata sebesar 88 poin, 86 poin dan 93 poin, pada skala skor maksimum 100 poin . Hal ini berarti rata-rata kemungkinan selamat jalur pipa tersebut sebesar 88 persen, 86 persen dan 93 persen. Sedangkan untuk penilaian setiap Kilometer Post, pipa dengan nilai paling rendah adalah 16” MOL FFA–UPRO pada KP 0-32 yaitu dengan total skor 86 poin.

Pada penilaian *Incorrect Operations Index* ini variabel yang paling berisiko adalah variabel *Maintenance*. Hal ini dikarenakan pada sepanjang jalur pipa tersebut walaupun dilakukan kegiatan *maintenance*, namun hanya sebatas pada survei yang terkait *cathodic protection and corrosion monitoring*. Biasanya pendekatan *run-to-fail* yaitu kegiatan perbaikan hanya dilakukan ketika terjadi kebocoran pada pipa, hal ini biasa dilakukan pada industri migas lepas pantai dikarenakan biaya pendekatan ini lebih murah dibandingkan pendekatan *preventive maintenance*. Selain itu konsekuensi dari pipa minyak yang bocor di bawah laut juga tidak terlalu tinggi. Efek yang mungkin terjadinya adalah pencemaran lingkungan. Tidak seperti kebocoran pipa di darat yang dapat berdampak pada kematian manusia.

Selain itu pada jalur pipa ini tidak tersedia sistem SCADA (*Supervisory Control & Data Acquisition*). Pada saat pipa itu dipasang mungkin pemasangan SCADA pada sistem perpipaan bawah laut belum familiar untuk diaplikasikan pada industri migas seperti saat ini. SCADA adalah sistem kendali berbasis komputer yang mengacu pada transmisi data operasional pipa (seperti tekanan, aliran, suhu, dan komposisi produk) pada titik-titik yang cukup sepanjang pipa untuk memungkinkan pemantauan jalur pipa dari satu lokasi (Muhlbauer, 2004).

Safety System atau *Safety Devices* tersedia dalam bentuk 2 tingkat yang berupa *Pressure Safety Valve (PSV)* dan *Shut Down Valve (SDV)* di jalur setelah MOL Pump. *Safety system* yang dimaksud disini adalah peralatan kontrol yang bekerja secara mekanik, listrik, pneumatik atau *computer based* yang mencegah pipa dari kejadian *overpressure*. Pencegahan dapat berupa mematikan sumber tekanan atau melepas isi tekanan. Secara umum *safety devices* ini meliputi *relief*

valves, rupture disks dan *shut down equipment* dan lain sebagainya. Dalam sebuah proses seperti ini sebenarnya disarankan untuk memiliki *safety system* dua tingkat, hal ini diperlukan sebagai backup jika *safety system* yang pertama tidak bekerja.

4.3.2 Perhitungan dan Analisis *Consequence of Failure*

Perhitungan dampak kebocoran dilakukan untuk mengetahui seberapa besar konsekuensi yang timbul jika terjadi kebocoran (Muhlbauer, 2004). Faktor-faktor yang dihitung dalam penilaian ini adalah:

1. *Environment* (Lingkungan Hidup)
2. *Safety* (Keselamatan)
3. *Production Loss* (Kehilangan Produksi)

Berdasarkan hasil pengolahan data penelitian yang diperoleh dari dokumen-dokumen perusahaan dan wawancara dengan nara sumber, dengan menggunakan perhitungan LIF (Muhlbauer, 2004), maka didapatkan gambaran konsekuensi risiko seperti ditunjukkan pada Tabel 4.28.

Tabel 4.28 Perhitungan *Consequence of Failure* atau *Leak Impact Factor*

No.	Faktor	Nilai Maks	CoF		
			16" MOL FPRO - ECOM	10" MGL FPRO - ECOM	16" MOL FFA-UPRO
1	<i>Environment</i>	30	3,375	0,165	0,165
2	<i>Safety</i>	40	3,5	3,5	1,8
3	<i>Production</i>	30	2,4	0,6	0
	<i>Total</i>	100	9,475	4,265	2,475

Berdasarkan tabel di atas dapat disimpulkan bahwa nilai *Leak Impact Factor* yang paling tinggi adalah pada pipa 16" MOL FPRO – ECOM, kemudian disusul pada pipa 10" MGL FPRO – ECOM dan 16" MOL FFA – UPRO. Hal ini dikarenakan pipa 16" MOL FPRO – ECOM dan 10" MGL FPRO – ECOM mengandung fluida *hydrocarbon* dan tekanan tinggi yang berdampak bahaya pada faktor lingkungan dan manusia.

Konsekuensi atau dampak paling tinggi yang dihasilkan dari kebocoran akan paling berpengaruh pada faktor *safety* atau keselamatan manusia dan

lingkungan. Pengaruh terhadap faktor keselamatan diakibatkan karena jalur pipa ini merupakan jalur yang sering dilalui oleh kapal peti kemas alur Pelabuhan Patimban. Sementara pengaruh terhadap faktor lingkungan disebabkan karena jalur pipa ini berdekatan dengan lingkungan sensitif berjarak ± 18 Km, yaitu konserfasi alam Pulau Komodo. Hasil dari perhitungan menggunakan Model Tumpahan Minyak (*Oil Spill Model*) menunjukkan bahwa tumpahan minyak dari jalur ketiga pipa tersebut membutuhkan waktu untuk sampai pada lingkungan sensitif dengan waktu sekitar 1 hari 16 Jam.

4.3.3 Perhitungan *Relative Risk* (Risiko Relatif)

Berdasarkan hasil analisis risiko pada setiap indeks dengan memperhitungkan variabel-variabel yang berpengaruh terhadap keselamatan pipa, dan juga perhitungan *leak impact factor* maka diperoleh gambaran *relative risk* seperti ditunjukkan pada Tabel 4.29.

Tabel 4.29 Nilai *Relative Risk* ketiga pipa

No.	Index	Relative Risk		
		16" MOL FPRO - ECOM	10" MGL FPRO - ECOM	16" MOL FFA-UPRO
1	<i>Third Party Damage</i>	6,456	10,079	17,778
2	<i>Corrosion</i>	7,426	16,728	15,354
3	<i>Design</i>	6,712	19,136	25,404
4	<i>Incorrect Operation</i>	9,488	19,476	34,747
	<i>Total</i>	30,081	65,419	93,283

Dari nilai Tabel 4.30 di bawah dapat dilihat bahwa nilai *relative risk* tertinggi adalah pada pipa 16 “ MOL FFA – UPRO dengan nilai 93,283. Nilai risiko relatif yang tinggi menunjukkan risiko paling rendah diantara ketiga pipa. Hal ini disebabkan karena pipa 16” MOL FFA – UPRO ternyata sudah tidak aktif lagi dan pipa sudah dipreservasi dengan diisi air. Sedangkan risiko yang paling tinggi ada pada pipa 16” MOL FPRO – ECOM ditunjukkan dengan nilai *relative risk* paling rendah yaitu 30,081, hal ini karena pipa tersebut masih aktif sebagai penyalur utama minyak mentah dengan volume harian sekitar 3.000 BOPD.

Tabel 4.30 Nilai Relative Risk per KP

Section	Relative Risk		
	<i>16" MOL FPRO - ECOM</i>	<i>10" MGL FPRO - ECOM</i>	<i>16" MOL FFA-UPRO</i>
KP 0 – 4	29,65	67,23	97,37
KP 4 – 8	29,22	66,18	95,76
KP 8 – 12	29,22	66,18	95,76
KP 12 – 16	26,68	65,13	93,74
KP 16 – 20	27,28	62,20	88,48
KP 20 – 24	28,89	65,34	94,55
KP 24 – 28	29,43	66,39	96,57
KP 28 – 32	28,14	64,71	97,37

Sedangkan pada Tabel 4.30 yang menunjukkan *relative risk* per kilometer post juga dapat dilihat pada jalur KP 16-20 di setiap ketiga pipa mempunyai *relative risk* paling rendah atau risiko paling tinggi dibandingkan dengan KP-KP lainnya. Hal ini disebabkan karena pada KP 16-20 tersebut terdapat jalur pelayaran kapal peti kemas sehingga meningkatkan risiko terutama pada *third-party damage*.

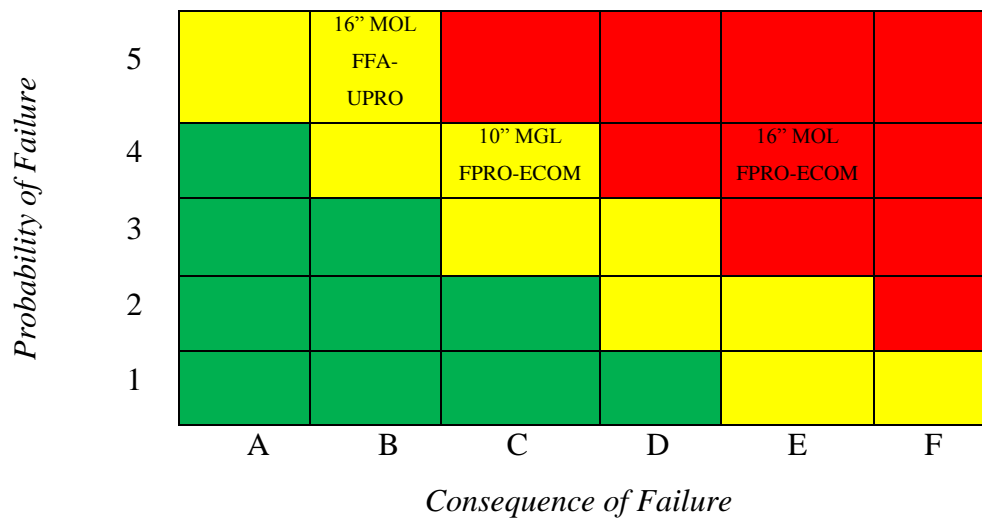
4.3.4 Evaluasi Risiko

Evaluasi risiko pada ketiga pipa Lapangan Arjuna yang dinilai ini dilakukan dengan memasukan hasil perhitungan indeks (Muhlbauer, 2004) ke dalam matriks risiko sesuai dengan Tabel 4.31.

Tabel 4.31 Penilaian Risiko Seluruh Pipa

No.	Index	Matrix Risiko		
		<i>16" MOL FPRO - ECOM</i>	<i>10" MGL FPRO - ECOM</i>	<i>16" MOL FFA-UPRO</i>
1	<i>Third Party Damage</i>	3E	3C	3B
2	<i>Corrosion</i>	2E	2C	4B
3	<i>Design</i>	2E	1C	2B
4	<i>Incorrect Operation</i>	1E	1C	1B
<i>Total</i>		4E	4C	5B

Berdasarkan perhitungan penilaian risiko terlihat bahwa pipa 16” MOL FPRO – ECOM mempunyai risiko tinggi yang terdapat pada variabel *Third-party Damage*. Sehingga sistem proteksi yang dipilih harus lebih mengarah ke proteksi pipa karena kerusakan oleh pihak ketiga dengan mitigasi antara lain seperti relokasi pipa, pemasangan *Concrete Mat* atau *Rock Beam*, pemendaman pipa dan lain sebagainya.



Gambar 4.4 Evaluasi Risiko dalam *Risk Matrix*

Pada Gambar 4.4 Evaluasi Risiko dalam *Risk Matrix* diatas dapat disimpulkan bahwa risiko pipa paling tinggi terdapat pada jalur pipa 16” MOL FPRO – ECOM yang masuk ke dalam kategori risiko tinggi (*high risk*) atau *unacceptable* dengan kategori 4E. Sedangkan dua pipa lainnya yaitu pipa 10” MGL FPRO – ECOM dan 16” MOL FFA – UPRO berada pada kategori risiko sedang (ALARP) dengan masing-masing dikategorikan pada 4C dan 5B. Dengan demikian dapat disimpulkan bahwa pipa 16” MOL FPRO – ECOM harus diprioritaskan untuk diturunkan nilai risikonya dan membuat sistem pengendalian risikonya. Oleh karena itu diperlukan sistem proteksi untuk pencegahan kegagalan sistem perpipaan dan meningkatkan keandalan pipa di daerah jalur pelayaran Pelabuhan Patimban di Lapangan Arjuna ini.

4.4 Pengendalian Risiko dengan Metode Analytic Hierarchy Process

Dari hasil penilaian risiko dengan menggunakan metode (Muhlbauer, 2004) dan evaluasi risiko menggunakan *Risk Matrix*, langkah selanjutnya adalah pemilihan pengendalian risiko jalur pipa menggunakan metode *Analytical Hierarchy Process* atau metode AHP (Saaty, 2008).

Langkah pertama yang dilakukan adalah menentukan alternatif pilihan pengendalian risiko dan kriteria-kriterianya. Kemudian dilakukan tahapan perbandingan berpasangan (*pairwise comparison*) untuk menentukan bobot kriteria dan bobot alternatif terhadap masing-masing kriteria, sehingga kemudian akan didapat *priority ranking* dari alternatif. Perbandingan berpasangan dilakukan berdasarkan preferensi subyektif dari pengambil keputusan. Pada penelitian ini penilaian pembobotan diambil berdasarkan *expert judgement*.

4.4.1 Penentuan Alternatif Pengendalian Risiko Pipa Lapangan Arjuna

Setelah berdiskusi dengan pakar dan praktisi, dan membaca literatur lainnya, didapat beberapa alternatif untuk sistem pengendalian risiko pada pipa bawah laut Lapangan Arjuna yang mempunyai risiko absolut paling tinggi yaitu pipa saluran minyak mentah berukuran 16" FPRO – ECOM, khususnya di area penelitian KP 16-20 dan hanya pada perpotongannya dengan jalur pelayaran kapal peti kemas yang sudah ditentukan selebar 400 Meter. Hasil dari seleksi awal didapat lima alternatif pengendalian risiko, yaitu:

1) Perlindungan eksternal pipa dengan penambahan *Concrete Mattress*

Metode ini dilakukan dengan cara memasang kasur/karpet yang terbuat dari beton dan digunakan untuk menutupi permukaan pipa sehingga dapat mengurangi dampak benturan jangkar dengan pipa.

Kasur beton (*concrete mattress*) digunakan untuk memberikan stabilisasi pada pipa dan perlindungan dari benda yang jatuh. *Concrete mattress* digunakan secara luas untuk pengaman pada pipa, potongan *spool*, dan *umbilical*, terutama di zona 500 m dari anjungan dimana ada potensi ada risiko kejatuhan benda (*dropped object*). *Concrete mattress* terdiri dari blok beton artikulasi cor yang dihubungkan dengan tali *polypropylene*. *Mattress* berukuran standar

6m x 3m dalam kisaran kerapatan dari 2400-3900 kg/m³. *Concrete mattress* biasanya dipesan sesuai kebutuhan klien.

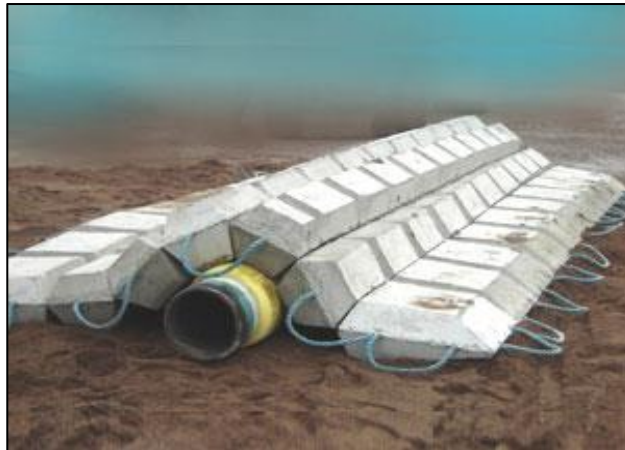
Piranti blok beton yang diartikulasikan memungkinkan *mattress* melengkung di atas profil 3D mengikuti kontur dasar laut dan pipa salurannya. *Mattress* juga dapat dipasang pada segmen beton dengan mengakomodasi profil 2D. Kasur berbentuk *bar* biasanya memiliki beton bertulang untuk memberi kekuatan dan kekakuan tambahan. Untuk stabilitas tambahan, kasur fleksibel dapat disuplai dengan blok berbentuk meruncing di tepi luar kasur untuk memberikan profil yang lebih hidrodinamik.

Kasur umumnya dibuat dalam ukuran standar 6 x 3 m dan ketebalan 0,3m, namun ukuran khusus dapat dibuat sesuai permintaan konsumen. Pemasangan *mattress* sangat mahal namun karena dapat dengan mudah diangkut dan ditangani, opsi ini dapat dengan mudah diterapkan selama instalasi.

Kasur beton umumnya digunakan pada kondisi berikut.

- *pipeline crossing*
- pipa yang terletak dekat sebuah platform atau dermaga
- pipa yang berpotongan dengan jalur lalu lintas yang padat

Pemasangan *concrete mattress* memerlukan *crane barge/work barge* sebagai pilihan utama untuk instalasi dengan perkiraan biaya sebesar USD 18.874.850. Sebagai contoh sistem proteksi ini dapat dilihat pada Gambar 4.5 Perlindungan Dengan Concrete Mattress.



Gambar 4.5 Perlindungan Dengan Concrete Mattress

Sumber: www.Subseaprotectionsystem.co.uk

2) Perlindungan eksternal pipa dengan penambahan *Rock Beam*

Metode ini dilakukan dengan cara memberikan perlindungan tambahan pada permukaan pipa dengan balok/material bebatuan. Dengan metode ini diharapkan dapat meredam pipa terhadap benturan atau tergaruk jangkar.

Material bebatuan biasanya dipilih berdasarkan ukuran tertentu. Ukuran minimum batu yang diperlukan dianalisa untuk melindungi pipa dari kerusakan karena dampak pemasangan dan dapat melindungi permukaan tanah agar tidak tersapu oleh arus dan ombak.

Metode yang digunakan dalam pemasangan *rock beam* adalah:

i. *Trailing Suction Hopper Dredger*, TSHD

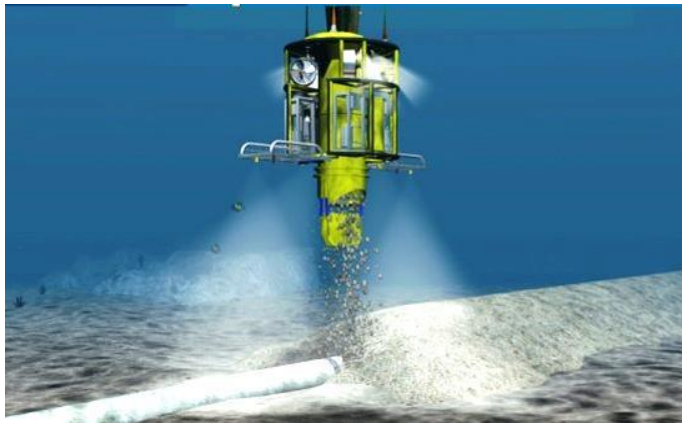
TSHD dipasang pada kapal khusus (*hopper barge*) dimana material bebatuan akan dimuat di *jetty* dan dibawa ke area konstruksi. Material bebatuan akan disalurkan melalui *suction tube* dan *drag head* dari *dredger* menggunakan pompa khusus.

ii. *Net Rock Placement* dengan *Crane*

Material bebatuan dimuat dalam kantong-kantong jala (*net bag*) kemudian dibawa ke area konstruksi. *Net bag* akan dipasang atau diturunkan di area pipa yang akan diproteksi dengan kapal khusus yang mempunyai *crane* dibantu oleh ROV (Remote Operated Vehicle) atau *diver*.

Pipeline yang bersinggungan dengan jalur pelayaran harus ditanam agar dapat melindungi pipa dari kemungkinan *drop object* dari kapal peti kemas dan juga kegiatan *anchoring*.

Pemasangan *rock beam* memerlukan kapal khusus atau *Diving Support Vessel* dengan perkiraan biaya sebesar USD 20.024.263. Contoh pengerjaannya seperti terlihat pada Gambar 4.6.



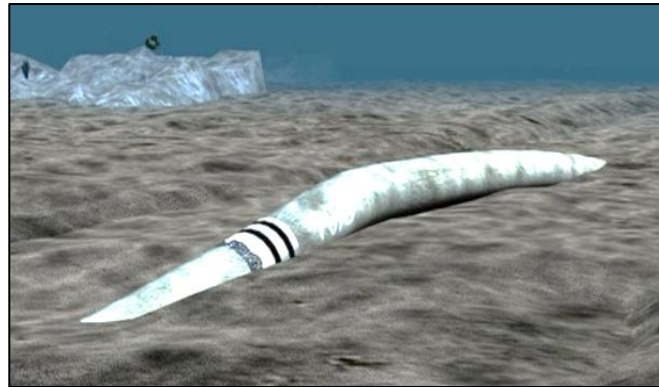
Gambar 4.6 Perlindungan dengan Rock Beam

Sumber: www.Offshore-fleet.com

3) Pipa dikubur (*Buried*)

Metode ini dilakukan dengan cara membuat galian di dasar laut dan menempatkan pipa ke dalam galian tersebut dan ditutup kembali dengan menggunakan tanah. Pipa yang terkena dampak alur pelayaran akan dipotong dan dipasang ulang sesuai dengan kontur kedalaman yang baru yang diperlukan agar tidak terkena dampak aur pelayaran. Dalam hal ini, perlu diperhitungkan *piping stress* karena elevasi pipa yang berubah.

Pemotongan, pemasangan pipa dan menguburnya membutuhkan *Pipeline Lay Barge* khusus dengan biaya konstruksi sekitar 30 juta dollar amerika. Selain itu metode ini membutuhkan *shutdown produksi* yang akan berdampak pada kehilangan produksi pemilik pipa minimal 3000 barrel per hari. Gambar 4.7 menunjukkan contoh pipa yang dikubur.



Gambar 4.7 *Buried Subsea Pipeline*

4) Relokasi jalur pipa (*Relocation*)

Metode ini adalah dengan melakukan pemindahan jalur pipa bawah laut ke tempat aman yang tidak dilewati oleh rencana jalur pelayaran kapal peti kemas. Namun karena letak dua area produksi Foxtrot dan Echo yang memang berada tepat di jalur lintasan pelayaran tersebut, maka tidak ada jalur pipa yang bebas dari rencana jalur baru pelayaran kapal peti kemas Pelabuhan Patimban. Pemikiran lain adalah dengan cara merelokasi jalur pipa ke arah area yang lebih ketengah laut lagi agar mendapat kedalaman yang cukup aman. Biaya relokasi pipa dengan asumsi pemasangan pipa baru adalah sekitar 39 juta dollar Amerika. Oleh karena itu, metode ini sangat membutuhkan banyak waktu dan biaya, juga harus melakukan *shutdown production* yang cukup lama.

5) Pipa dibiarkan saja seperti sebelumnya (*Stay As It Is*)

Alternatif ini hanya bisa diaplikasikan pada dua buah pipa yang berkategori risiko ALARP (*As Low As Reasonable Practicable*), juga pada *section* aman pipa 16" MOL FPRO – ECOM yaitu diluar *section* rawan bahaya KP 16-20. Pada implementasinya sebaiknya perlu ditambahkan *soft protection* agar dapat menurunkan potensi bahaya pipa-pipa tersebut, seperti pemasangan *buoy*, *navigation*, dan lain sebagainya. Sedangkan pada pipa bawah laut 16" MOL FPRO – ECOM terutama di *section* rawan KP 16-20 harus dilakukan langkah pengendalian risiko karena hasil penilaian dan evaluasi risiko menunjukan bahwa pipa termasuk dalam kategori *high risk* sehingga perlu dilakukan penambahan sistem proteksi pada jalur pipa tersebut.

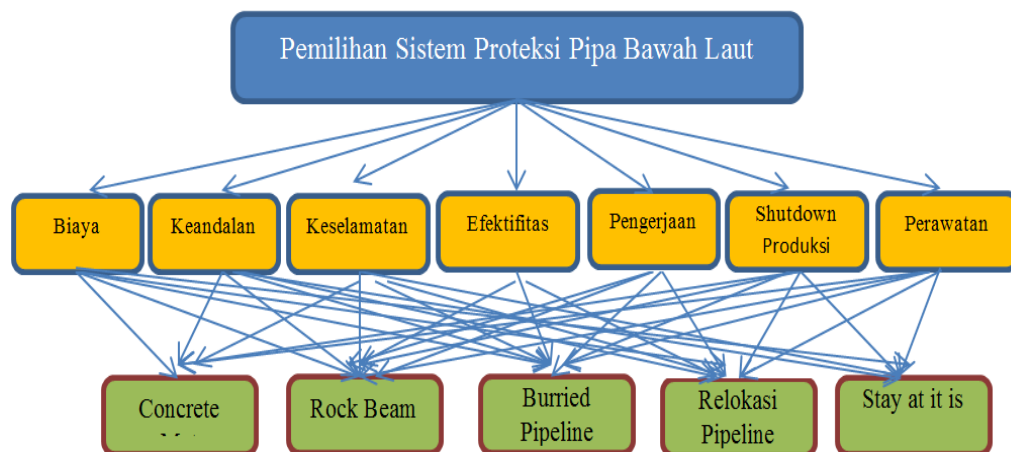
4.4.2 Kriteria Alternatif Pengendalian Risiko Pipa Bawah Laut

Dari hasil diskusi dan konsultasi dengan nara sumber ahli dan pelaku operasi Lapangan Arjuna didapatkan tujuh kriteria dalam proses pemilihan alternatif pengendalian risiko pipa migas bawah laut dampak dari adanya jalur baru pelayaran kapal peti kemas Pelabuhan Patimban. Ke tujuh kriteria tersebut ditunjukkan pada Tabel 4.32 dengan penjelasan dan alasannya masing-masing.

Tabel 4.32 Kriteria Alternatif Pengendalian Risiko Pipa Bawah Laut

No	Kriteria	Deskripsi	Alasan
1	Biaya	Pertimbangan dari biaya termasuk harga material, teknologi, engineering, pemasangan sistem proteksi pipa	Biaya investasi akan mempengaruhi <i>cash flow</i> perusahaan
2	Efektifitas	Pengendalian risiko harus efektif dalam menghilangkan atau mengurangi risiko	Sistem tidak boleh mengalami kegagalan dalam fase operasi
3	Keandalan	Kekuatan dan ketahanan pipa terhitung sejak pipa dipasang	Lebih kuat dan lebih andal akan lebih baik bagi kelangsungan operasi & produksi
4	Keselamatan	Faktor keselamatan sistem proteksi pipa pada saat sistem proteksi tersebut dioperasikan	Sistem jangan sampai mengancam keselamatan manusia dan lingkungan
5	Pengerjaan	Kemudahan dalam proses pengerjaan, termasuk juga waktu yang dibutuhkan untuk pengerjaannya	Pengerjaan sistem harus mudah dan dalam waktu yang singkat agar tidak banyak menginterupsi operasi
6	Perawatan	Biaya dan kemudahan yang timbul dari proses perawatan pipa pada fase operasi	Perawatan harian paska pemasangan harus yang mudah, murah dan efektif
7	Shutdown Produksi	Efek pemasangan sistem proteksi terhadap proses produksi migas	Tidak ada atau minimal <i>loss production</i>

Bagan hirarki proses pemilihan sistem pengendalian risikonya seperti terlihat pada Gambar 4.8.



Gambar 4.8 Hirarki Proses Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa Bawah Laut

4.4.3 Pembobotan Menggunakan Metode Expert Judgement

Pembobotan dilakukan dengan memberikan kuesioner kepada lima orang responden. Pemberian nilai pembobotan mengacu kepada Tabel 4.33 Skala Perbandingan (Saaty, 2008). Sedangkan untuk menyatukan pendapat responden, dihitung rata-ratanya sebagai hasil akhir pembobotan dengan menggunakan Persamaan Rata-rata Geometri 4.1 seperti di bawah ini,

$$GM = \sqrt[n]{(X_1)(X_2) \dots (X_5)} \quad (4.1)$$

dimana,

GM = *Geometric Mean* = angka rata-rata responden

X_1 sampai X_5 = Nilai dari pakar ke-1 sampai pakar ke-5

Data-data lima orang responden secara abjad ditunjukkan pada Tabel 4.34 yang terdiri dari narasumber ahli perusahaan dan pelaku operasi lapangan Arjuna dengan jabatan yang beragam dan pengalaman kerja yang bervariasi antara 4 tahun sampai 34 tahun. Latar belakang pendidikan tiga orang responden berpendidikan S2 dan dua responden lainnya masih berstatus mahasiswa S2.

Tabel 4.33 Skala Perbandingan (Saaty, 2008)

Intensitas kepentingan skala absolut	Keterangan
1	Kedua elemen sama pentingnya, Dua elemen mempunyai pengaruh yang sama besar
2	Nilai-nilai antara dua nilai pertimbangan-pertimbangan yang berdekatan, Nilai ini diberikan bila ada dua kompromi di antara 2 pilihan
3	Elemen yang satu sedikit lebih penting daripada elemen yang lainnya, pengalaman dan penilaian sedikit menyokong satu elemen dibandingkan elemen yang lainnya
4	Nilai-nilai antara dua nilai pertimbangan-pertimbangan yang berdekatan, Nilai ini diberikan bila ada dua kompromi diantara 2 pilihan
5	Elemen yang satu lebih penting daripada yang lainnya, Pengalaman dan penilaian sangat kuat menyokong satu elemen dibandingkan elemen yang lainnya.
6	Nilai-nilai antara dua nilai pertimbangan-pertimbangan yang berdekatan, Nilai ini diberikan bila ada dua kompromi diantara 2 pilihan
7	Satu elemen jelas lebih mutlak penting daripada elemen lainnya, Satu elemen yang kuat disokong dan dominan terlihat dalam praktek
8	Nilai-nilai antara dua nilai pertimbangan-pertimbangan yang berdekatan, Nilai ini diberikan bila ada dua kompromi diantara 2 pilihan
9	Satu elemen mutlak penting daripada elemen lainnya, bukti yang mendukung elemen yang satu terhadap elemen lain memiliki tingkat penegasan tertinggi yang mungkin menguatkan

Tabel 4.34 Koresponden Ahli Untuk Pembobotan Kriteria dan Alternatif

No	Nama Lengkap	Jabatan	Institusi	Lama Bekerja	Pendidikan Terakhir
1	Bambang Sisharyono, ST, MKKK	Safety Manager	PHE	34 Tahun	K3 UI, 2008
2	Firmansyah, ST, MKKK	HSE Performance	PHE ONWJ	4 Tahun	K3 UI, 2015
3	Jimmy JT Samara, ST	Production Superintendent	PHE ONWJ	12 Tahun	Metalurgi UI, 2005
4	Margaretha Thaliharjanti, ST	Risk Management Manager	PHE ONWJ	17 Tahun	Teknik Kimia ITB, 2000
5	Rahmat Ali Hakim, ST, MBA	Operations Technical Manager	PHE ONWJ	18 Tahun	SBM ITB, 2015

Pertanyaan yang diajukan ke responden untuk pembobotan kriteria dan alternatif sebagai berikut:

1. Pertanyaan Kriteria: “Dalam memutuskan untuk melakukan pengendalian risiko pipa migas bawah laut di Lapangan Arjuna ONWJ sebagai langkah proteksi atau mitigasi risiko yang bersifat preventif, seberapa pentingkah anda mempertimbangkan kriteria dibawah ini dibandingkan dengan kriteria lainnya?”.
2. Pertanyaan Alternatif pada Kriteria tertentu: “Dalam memutuskan untuk melakukan pengendalian risiko pipa migas bawah laut di Lapangan Arjuna sebagai langkah proteksi atau mitigasi risiko yang bersifat preventif, seberapa pentingkah anda mempertimbangkan alternatif dibawah ini dipandang dari sudut kriteria masing-masing?”.

4.4.3.1 Pembobotan Kriteria Pengendalian Risiko Pipa Bawah Laut

Setelah dilakukan perhitungan pembobotan dari responden, diperoleh hasil akhir pembobotan terhadap tujuh kriteria yaitu kriteria biaya (*cost*), kriteria efektifitas (*effectiveness*), kriteria keandalan (*reliability*), kriteria keselamatan (*safety*), kriteria pengerjaan (*construction*), kriteria pemeliharaan (*maintenance*), dan kriteria kehilangan produksi (*shutdown production*). Hasil perhitungan akhir pembobotan antar kriteria didapatkan seperti ditunjukkan pada Tabel 4.35.

Tabel 4.35 Pembobotan Kriteria

Pembobotan Antar Kriteria																		
Kriteria	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Kriteria
Cost												X						Effectiveness
Cost															X			Reliability
Cost														X				Safety
Cost								X										Construction
Cost								X										Maintenance
Cost											X							Shutdown Prod.
Effectiveness											X							Reliability
Effectiveness									X									Safety
Effectiveness								X										Construction
Effectiveness							X											Maintenance
Effectiveness								X										Shutdown Prod.
Reliability									X									Safety
Reliability							X											Construction
Reliability					X													Maintenance
Reliability						X												Shutdown Prod.
Safety					X													Construction
Safety					X													Manintenance
Safety							X											Shutdown Prod.
Construction							X											Maintenance
Construction										X								Shutdown Prod.
Maintenance											X							Shutdown Prod.

Hasil perhitungan akhir pembobotan alternatif pada setiap kriteria seperti ditunjukkan pada masing-masing Tabel 4.36 sampai dengan Tabel 4.42.

4.4.3.2 Pembobotan Alternatif Pada Kriteria *Cost*

Perhitungan akhir pembobotan antar masing-masing alternatif dilihat pada sisi kriteria biaya (*cost*), seperti ditunjukkan pada Tabel 4.36.

Tabel 4.36 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Biaya

Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Biaya (<i>Cost</i>)																			
Alternatif	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Alternatif	
Concrete Mattress							X											Rock Beam	
Concrete Mattress						X												Pipa Dikubur (Buried)	
Concrete Mattress	X																	Relokasi Pipa (Relocation)	
Concrete Mattress										X								Dibiarkan (As It Is)	
Rock Beam								X										Pipa Dikubur (Buried)	
Rock Beam			X															Relokasi Pipa (Relocation)	
Rock Beam											X							Dibiarkan (As It Is)	
Pipa Dikubur (Buried)				X														Relokasi Pipa (Relocation)	
Pipa Dikubur (Buried)											X							Dibiarkan (As It Is)	
Relokasi Pipa (Relocation)																	X	Dibiarkan (As It Is)	

4.4.3.3 Pembobotan Alternatif Pada Kriteria *Effectiveness*

Perhitungan akhir pembobotan antar masing-masing alternatif dilihat pada sisi kriteria efektifitas (*effectiveness*), seperti ditunjukkan pada Tabel 4.37.

Tabel 4.37 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Efektifitas

Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Efektifitas (<i>Effectiveness</i>)																			
Alternatif	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Alternatif	
Concrete Mattress								X										Rock Beam	
Concrete Mattress								X										Pipa Dikubur (Buried)	
Concrete Mattress						X												Relokasi Pipa (Relocation)	
Concrete Mattress	X																	Dibiarkan (As It Is)	
Rock Beam									X									Pipa Dikubur (Buried)	
Rock Beam						X												Relokasi Pipa (Relocation)	
Rock Beam			X															Dibiarkan (As It Is)	
Pipa Dikubur (Buried)						X												Relokasi Pipa (Relocation)	
Pipa Dikubur (Buried)			X															Dibiarkan (As It Is)	
Relokasi Pipa (Relocation)		X																Dibiarkan (As It Is)	

4.4.3.4 Pembobotan Alternatif Pada Kriteria *Reliability*

Perhitungan akhir pembobotan antar masing-masing alternatif dilihat pada sisi kriteria keandalan (*reliability*), didapatkan seperti pada Tabel 4.38.

Tabel 4.38 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Keandalan

Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Keandalan (<i>Reliability</i>)																			
Alternatif	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Alternatif	
Concrete Mat								X										Rock Beam	
Concrete Mat							X											Pipa Dikubur (Buried)	
Concrete Mat								X										Relokasi Pipa (Relocation)	
Concrete Mat	X																	Dibiarkan (As It Is)	
Rock Beam								X										Pipa Dikubur (Buried)	
Rock Beam									X									Relokasi Pipa (Relocation)	
Rock Beam		X																Dibiarkan (As It Is)	
Pipa Dikubur (Buried)										X								Relokasi Pipa (Relocation)	
Pipa Dikubur (Buried)		X																Dibiarkan (As It Is)	
Relokasi Pipa (Relocation)		X																Dibiarkan (As It Is)	

4.4.3.5 Pembobotan Alternatif Pada Kriteria *Safety*

Perhitungan akhir pembobotan antar masing-masing alternatif dilihat pada sisi kriteria keselamatan (*safety*), didapatkan seperti pada Tabel 4.39.

Tabel 4.39 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Keselamatan

Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Keselamatan (<i>Safety</i>)																			
Alternatif	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Alternatif	
Concrete Mat								X										Rock Beam	
Concrete Mat						X												Pipa Dikubur (Buried)	
Concrete Mat									X									Relokasi Pipa (Relocation)	
Concrete Mat		X																Dibiarkan (As It Is)	
Rock Beam										X								Pipa Dikubur (Buried)	
Rock Beam								X										Relokasi Pipa (Relocation)	
Rock Beam			X															Dibiarkan (As It Is)	
Pipa Dikubur (Buried)										X								Relokasi Pipa (Relocation)	
Pipa Dikubur (Buried)			X															Dibiarkan (As It Is)	
Relokasi Pipa (Relocation)		X																Dibiarkan (As It Is)	

4.4.3.6 Pembobotan Alternatif Pada Kriteria *Construction*

Perhitungan akhir pembobotan antar masing-masing alternatif dilihat pada sisi kriteria pengerjaan (*construction*), didapatkan seperti pada Tabel 4.40.

Tabel 4.40 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Pengerjaan

Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Pengerjaan (<i>Construction</i>)																			
Alternatif	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Alternatif	
Concrete Mat							X											Rock Beam	
Concrete Mat							X											Pipa Dikubur (Buried)	
Concrete Mat	X																	Relokasi Pipa (Relocation)	
Concrete Mat									X									Dibiarkan (As It Is)	
Rock Beam								X										Pipa Dikubur (Buried)	
Rock Beam			X															Relokasi Pipa (Relocation)	
Rock Beam													X					Dibiarkan (As It Is)	
Pipa Dikubur (Buried)				X														Relokasi Pipa (Relocation)	
Pipa Dikubur (Buried)														X				Dibiarkan (As It Is)	
Relokasi Pipa (Relocation)																	X	Dibiarkan (As It Is)	

4.4.3.7 Pembobotan Alternatif Pada Kriteria *Maintenance*

Perhitungan akhir pembobotan antar masing-masing alternatif dilihat pada sisi kriteria pemeliharaan (*maintenance*), didapatkan seperti pada Tabel 4.41.

Tabel 4.41 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Pemeliharaan

Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Pemeliharaan <i>Maintenance</i>																			
Alternatif	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Alternatif	
Concrete Mat								X										Rock Beam	
Concrete Mat								X										Pipa Dikubur (Buried)	
Concrete Mat									X									Relokasi Pipa (Relocation)	
Concrete Mat					X													Dibiarkan (As It Is)	
Rock Beam										X								Pipa Dikubur (Buried)	
Rock Beam										X								Relokasi Pipa (Relocation)	
Rock Beam						X												Dibiarkan (As It Is)	
Pipa Dikubur (Buried)										X								Relokasi Pipa (Relocation)	
Pipa Dikubur (Buried)						X												Dibiarkan (As It Is)	
Relokasi Pipa (Relocation)						X												Dibiarkan (As It Is)	

4.4.3.8 Pembobotan Alternatif Pada Kriteria *Shutdown Production*

Berdasarkan perhitungan akhir pembobotan perbandingan antar masing-masing alternatif dilihat pada sisi kriteria kehilangan produksi (*shutdown production*), maka hasil yang didapatkan seperti ditunjukkan pada Tabel 4.42.

Tabel 4.42 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Shutdown Produksi

Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria <i>Shutdown Production</i>																			
Alternatif	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Alternatif	
Concrete Mat					X													Rock Beam	
Concrete Mat				X														Pipa Dikubur (Buried)	
Concrete Mat	X																	Relokasi Pipa (Relocation)	
Concrete Mat									X									Dibiarkan (As It Is)	
Rock Beam								X										Pipa Dikubur (Buried)	
Rock Beam		X																Relokasi Pipa (Relocation)	
Rock Beam										X								Dibiarkan (As It Is)	
Pipa Dikubur (Buried)				X														Relokasi Pipa (Relocation)	
Pipa Dikubur (Buried)										X								Dibiarkan (As It Is)	
Relokasi Pipa (Relocation)																	X	Dibiarkan (As It Is)	

4.4.4 Analisis Hasil *Pairwise Comparison* dan *Priority Ranking*

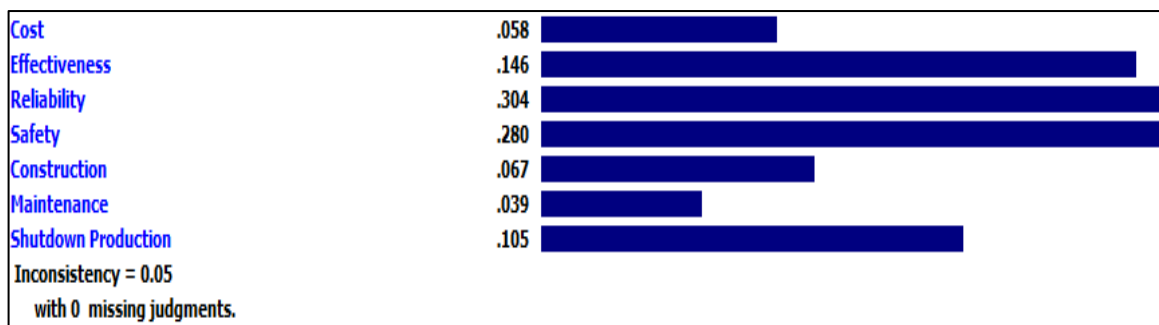
Setelah didapat nilai pembobotan, maka dilakukan perhitungan *pairwise comparison*. Perhitungan ini menggunakan bantuan *software Expert Choice*. Walaupun begitu, penulis juga melakukan *cross check* secara perhitungan manual dengan bantuan *software Excel*, dan didapatkan hasil akhir yang mirip, hanya berbeda pada digit di belakang koma. Gambar hasil perbandingan berpasangan dibawah ini diambil secara *printscreen* dari perhitungan *software expert choice*. Karena keterbatasan dalam tesis ini, print-out lengkap ada pada lampiran.

4.4.4.1 Perbandingan Berpasangan Kriteria

Pada Gambar 4.9 ditunjukkan *pairwise comparison* antar tujuh kriteria dalam pemilihan alternatif pengendalian risiko pipa migas bawah laut 16” MOL FPRO – ECOM di *section* KP 16-20, dampak jalur baru pelayaran kapal peti kemas Pelabuhan Patimban. Sehingga didapat nilai *priority Vector* seperti pada Gambar 4.10, dan penilaian bobot kriteria seperti ditunjukkan pada Tabel 4.43.

Compare the relative importance with respect to: Goal: Risk Treatment on Subsea Pipeline at Arjuna Field ONWJ							
	Cost	Effectivene	Reliability	Safety	Constructi	Maintenan	Shutdown I
Cost		4.0	7.0	6.0	2.0	2.0	3.0
Effectiveness			3.0	2.0	2.0	3.0	2.0
Reliability				1.0	3.0	5.0	4.0
Safety					5.0	5.0	3.0
Construction						3.0	2.0
Maintenance							3.0
Shutdown Production	Incon: 0.05						

Gambar 4.9 Perbandingan Berpasangan Kriteria



Gambar 4.10 *Priority Vector* Perbandingan Berpasangan Kriteria

Tabel 4.43 Pembobotan Kriteria Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa

No	Variable	Bobot (%)
1	Keandalan (Reliability)	30,4
2	Keselamatan (Safety)	28,0
3	Efektivitas (Effectiveness)	14,6
4	Shutdown Production	10,5
5	Pengerjaan (Construction)	6,70
6	Biaya (Cost)	5,80
7	Perawatan (Maintenance)	3,90

Nampak bahwa persentase bobot yang tertinggi adalah kriteria keandalan yaitu sebesar 30,4 persen. Artinya kriteria yang paling berpengaruh dalam pemilihan pengendalian risiko pipa bawah laut ini adalah kriteria keandalan (*reliability*).

Dari nilai *priority vector* yang didapat akan menghasilkan nilai konsistensi. Jika hasil perhitungan *Consistency Ratio* (CR) lebih kecil atau sama dengan 10 persen, ketidak-konsistenan masih bisa diterima, sebaliknya jika nilai CR lebih besar dari 10 persen, maka tidak bisa diterima. Seperti terlihat pada Gambar 4.9 dan Gambar 4.10, hasil *inconsistency* dari kriteria pemilihan pengendalian risiko pipa bawah laut Lapangan Arjuna ini didapat sebesar 0,05, sehingga dianggap konsisten dan dapat diterima, karena $CR \leq 0,1$.

4.4.4.2 Perbandingan Berpasangan Alternatif Kriteria Biaya

Kemudian dilakukan pembobotan alternatif terhadap masing-masing kriteria. Gambar 4.11 memperlihatkan pairwise comparison alternatif terhadap

kriteria biaya (*cost*). Sedangkan Gambar 4.12 memperlihatkan nilai *priority Vector* dan Tabel 4.44 menunjukkan nilai bobotnya.

Compare the relative importance with respect to: Cost					
	Concrete w/ Rock Beam	Buried	Relocation	Stay as it is	
Concrete Mattress		3.0	4.0	9.0	2.0
Rock Beam			2.0	7.0	3.0
Buried				6.0	3.0
Relocation					9.0
Stay as it is	Incon: 0.05				

Gambar 4.11 Perbandingan Berpasangan Alternatif - Kriteria Biaya

Concrete Mattress	.317	
Rock Beam	.153	
Buried	.108	
Relocation	.028	
Stay as it is	.394	
Inconsistency = 0.05 with 0 missing judgments.		

Gambar 4.12 Priority Vector Alternatif - Kriteria Biaya

Tabel 4.44 Nilai Pembobotan Alternatif - Kriteria Biaya

No	Variable	Bobot (%)
1	Dibiarkan saja (Stay as it is)	39,4
5	Penguatan dengan Concrete Mat	31,7
4	Penguatan dengan Rock Beam	15,3
2	Pipa Dikubur (Buried)	10,8
3	Relokasi Pipa (Relocation)	2,80

Nampak bahwa persentase bobot peringkat alternatif yang tertinggi pada kriteria biaya adalah dibiarkan saja (*stay as it is*) sebesar 39,4 persen. Sehingga alternatif yang terbaik yang seharusnya dipilih dalam pemilihan pengendalian risiko pipa dilihat dari sisi kriteria biaya adalah dengan dibiarkan saja pipa tersebut seperti adanya sekarang. Seperti ditunjukkan juga pada Gambar 4.11 dan

Gambar 4.12 bahwa nilai *inconsistency* pemilihan alternatif ini adalah sebesar 0,05 sehingga perbandingan dianggap konsisten dan bisa diterima karena *Consistency ratio* $CR \leq 0,1$.

4.4.4.3 Perbandingan Berpasangan Alternatif Kriteria Efektifitas

Pada Gambar 4.13 ditunjukkan pairwise comparison alternatif terhadap kriteria efektifitas (effectiveness). Sedangkan Gambar 4.14 memperlihatkan nilai priority Vector dan Tabel 4.45 menunjukkan nilai bobotnya.

Compare the relative preference with respect to: Effectiveness					
	Concrete M	Rock Beam	Buried	Relocation	Stay as it is
Concrete Mattress		2.0	2.0	4.0	9.0
Rock Beam			1.0	4.0	7.0
Buried				4.0	7.0
Relocation					8.0
Stay as it is	Incon: 0.07				

Gambar 4.13 Perbandingan Berpasangan Alternatif - Kriteria Efektifitas

Concrete Mattress	.381	
Rock Beam	.243	
Buried	.243	
Relocation	.104	
Stay as it is	.029	
Inconsistency = 0.07		
with 0 missing judgments.		

Gambar 4.14 Priority Vector Alternatif - Kriteria Efektifitas

Tabel 4.45 *Priority Vector* Alternatif - Kriteria Efektifitas

No	Variable	Bobot (%)
1	Penguatan dengan Concrete Mattress	38,1
2	Penguatan dengan Rock Beam	24,3
3	Pipa Dikubur (Buried)	24,3
4	Relokasi Pipa (Relocation)	10,4
5	Dibiarkan Saja (Stay as it is)	2,90

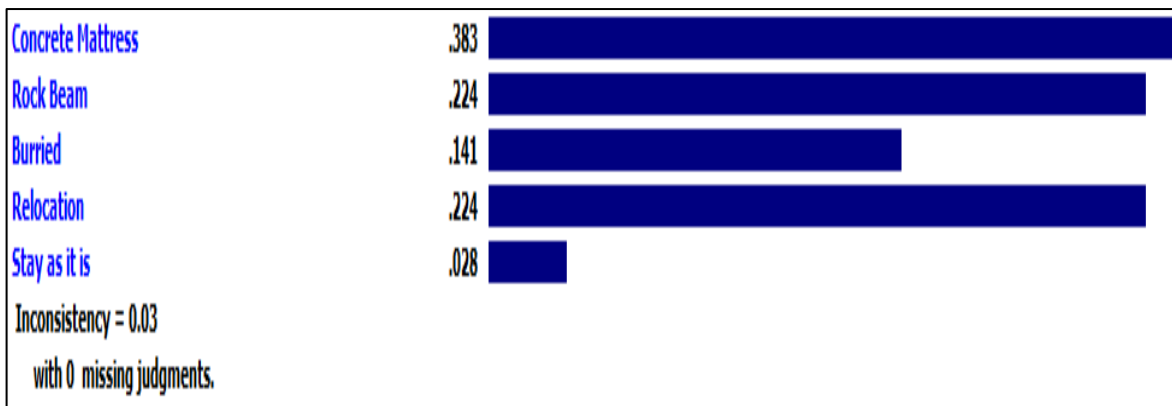
Nampak bahwa persentase bobot peringkat alternatif yang tertinggi pada kriteria efektifitas adalah penguatan dengan *concrete mattress* sebesar 38,1 persen. Sehingga alternatif yang terbaik yang seharusnya dipilih dalam pemilihan pengendalian risiko pipa dilihat dari sisi kriteria efektifitas adalah penguatan dengan *concrete mattress*. Seperti ditunjukkan juga pada Gambar 4.13 dan Gambar 4.14 bahwa nilai *inconsistency* pemilihan alternatif ini adalah sebesar 0,07 sehingga perbandingan dianggap konsisten dan bisa diterima karena *Consistency Ratio* $CR \leq 0,1$.

4.4.4.4 Perbandingan Berpasangan Alternatif Kriteria Keandalan

Kemudian dilanjutkan dengan *pairwise comparison* berikutnya yaitu alternatif pada kriteria keandalan (*reliability*). Hasilnya ditunjukkan pada Gambar 4.15. Sedangkan Gambar 4.16. menunjukkan *priority vector*, dan nilai bobot ditunjukkan pada Tabel 4.46.

Compare the relative preference with respect to: Reliability					
	Concrete w/ Rock Beam	Buried	Relocation	Stay as it is	
Concrete Mattress		2.0	3.0	2.0	9.0
Rock Beam			2.0	1.0	8.0
Buried				2.0	8.0
Relocation					8.0
Stay as it is	Incon: 0.03				

Gambar 4.15 Perbandingan Berpasangan Alternatif - Kriteria Keandalan



Gambar 4.16 Priority Vector Alternatif - Kriteria Keandalan

Tabel 4.46 *Priority Vector* Alternatif - Kriteria Keandalan

No	Variable	Bobot (%)
1	Penguatan dengan Concrete Mattress	38,3
2	Penguatan dengan Rock Beam	22,4
3	Relokasi Pipa (Relocation)	22,4
4	Pipa Dikubur (Buried)	14,1
5	Dibiarkan Saja (Stay as it is)	2,80

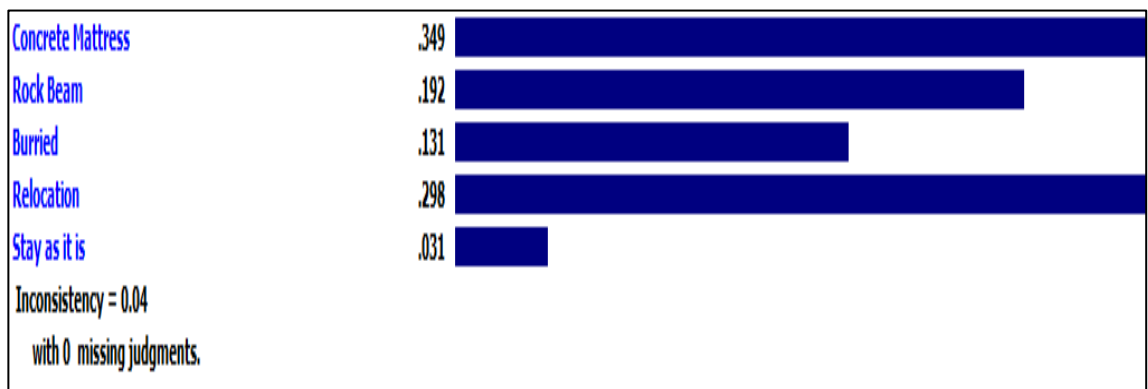
Pairwise Comparison alternatif pada kriteria keandalan menunjukkan persentase bobot peringkat yang tertinggi adalah alternatif penguatan dengan *concrete mattress* sebesar 38,3 persen, sehingga alternatif yang terbaik yang seharusnya dipilih dalam pemilihan pengendalian risiko pipa dilihat dari sisi kriteria keandalan adalah melakukan penguatan dengan *concrete mattress*. Hasil *inconsistency* dari pemilihan alternatif ini adalah 0,03 sehingga pembobotan dianggap konsisten dan bisa diterima karena $CR \leq 0,1$.

4.4.4.5 Perbandingan Berpasangan Alternatif Kriteria Keselamatan

Pada Gambar 4.17 ditunjukkan *pairwise comparison* alternatif terhadap kriteria keselamatan (*safety*). Sedangkan Gambar 4.18 memperlihatkan nilai *priority vector* dan Tabel 4.47 menunjukkan nilai bobotnya.

Compare the relative preference with respect to: Safety					
	Concrete w/ Rock Beam	Buried	Relocation	Stay as it is	
Concrete Mattress	2.0	4.0	1.0	8.0	
Rock Beam		2.0	2.0	7.0	
Buried			2.0	7.0	
Relocation				8.0	
Stay as it is	Incon: 0.04				

Gambar 4.17 Perbandingan Berpasangan Alternatif - Kriteria Keselamatan



Gambar 4.18 *Priority Vector* Alternatif - Kriteria Keselamatan

Tabel 47 *Priority Vector* Alternatif - Kriteria Keselamatan

No	Variable	Bobot (%)
1	Penguatan dengan Concrete Mattress	34,9
2	Relokasi Pipa (Relocation)	29,8
3	Penguatan dengan Rock Beam	19,2
4	Pipa Dikubur (Buried)	13,1
5	Dibiarkan Saja (Stay as it is)	3,10

Nampak bahwa persentase bobot peringkat alternatif yang tertinggi pada kriteria keselamatan adalah penguatan dengan *concrete mattress* sebesar 34,9 persen. Sehingga alternatif yang terbaik yang seharusnya dipilih dalam pemilihan pengendalian risiko pipa dilihat dari sisi kriteria keselamatan adalah penguatan dengan *concrete mattress*. Seperti ditunjukkan juga pada Gambar 4.17 dan Gambar 4.18 bahwa nilai *inconsistency* pemilihan alternatif ini adalah sebesar

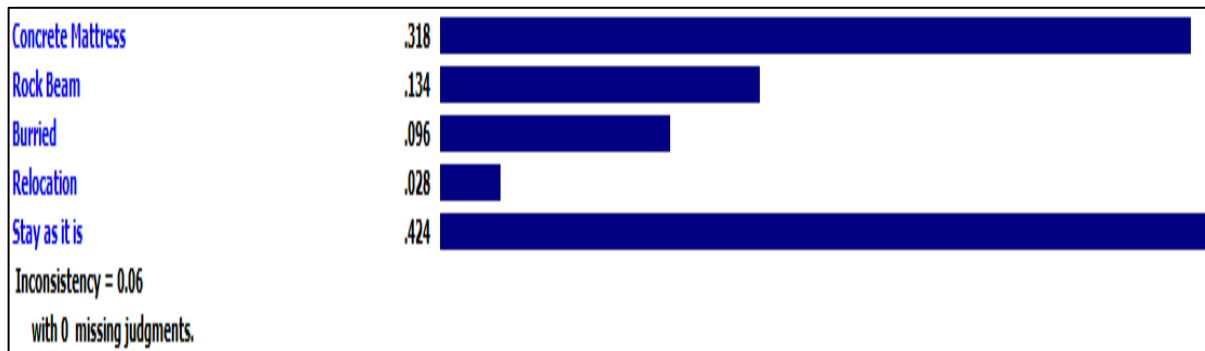
0,04 sehingga perbandingan dianggap konsisten dan bisa diterima karena *Consistency ratio* $CR \leq 0,1$.

4.4.4.6 Perbandingan Berpasangan Alternatif Kriteria Pengerjaan

Pada Gambar 4.19 ditunjukkan *pairwise comparison* alternatif terhadap kriteria pengerjaan (*construction*). Sedangkan Gambar 4.20 memperlihatkan nilai *priority vector* dan Tabel 4.48 menunjukkan nilai bobotnya.

Compare the relative importance with respect to: Construction					
	Concrete w	Rock Beam	Buried	Relocation	Stay as it i
Concrete Mattress		3.0	3.0	9.0	1.0
Rock Beam			2.0	7.0	5.0
Buried				6.0	6.0
Relocation					9.0
Stay as it is	Incon: 0.06				

Gambar 4.19 Perbandingan Berpasangan Alternatif - Kriteria Pengerjaan



Gambar 4.20 *Priority Vector* Alternatif - Kriteria Pengerjaan

Tabel 4.48 *Priority Vector* Alternatif - Kriteria Pengerjaan

No	Variable	Bobot (%)
1	Dibiarkan Saja (Stay as it is)	42,4
2	Penguatan dengan Concrete Mattress	31,8
3	Penguatan dengan Rock Beam	13,4
4	Pipa Dikubur (Buried)	9,60
5	Relokasi Pipa (Relocation)	2,80

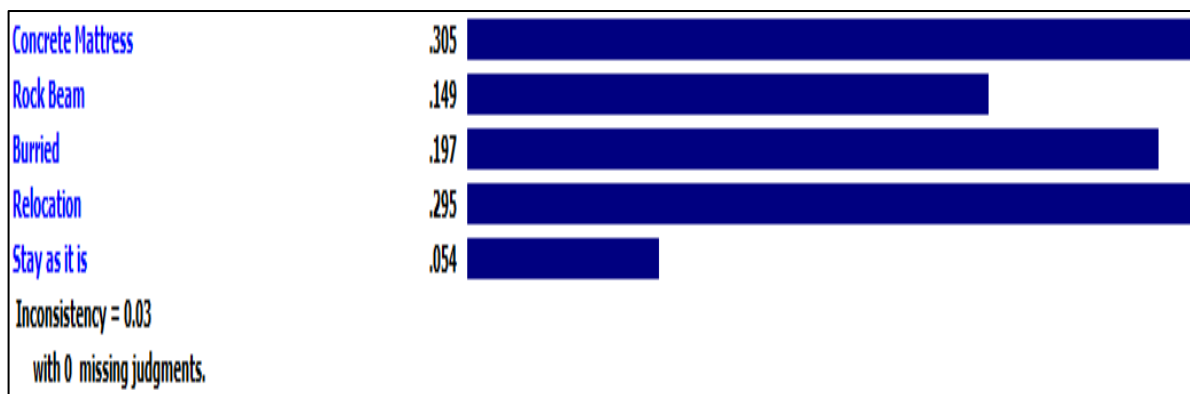
Terlihat bahwa persentase bobot peringkat alternatif yang tertinggi pada kriteria pengerjaan adalah dibiarkan saja (*stay as it is*) sebesar 42,4 persen. Sehingga alternatif yang terbaik yang seharusnya dipilih dalam pemilihan pengendalian risiko pipa dilihat dari sisi kriteria pengerjaan (*construction*) adalah pipa dibiarkan saja seperti adanya saat ini. Seperti ditunjukkan juga pada Gambar 4.19 dan Gambar 4.20 bahwa nilai *inconsistency* pemilihan alternatif ini adalah sebesar 0,06 sehingga perbandingan berpasangan konsisten dan bisa diterima karena *Consistency ratio* $CR \leq 0,1$.

4.4.4.7 Perbandingan Berpasangan Alternatif Kriteria Pemeliharaan

Pada Gambar 4.21 ditunjukkan *pairwise comparison* alternatif terhadap kriteria pemeliharaan (*maintenance*). Sedangkan Gambar 4.22 memperlihatkan nilai *priority Vector* dan Tabel 4.49 menunjukkan nilai bobotnya.

Compare the relative preference with respect to: Maintenance					
	Concrete M	Rock Beam	Buried	Relocation	Stay as it i
Concrete Mattress		2.0	2.0	1.0	5.0
Rock Beam			2.0	2.0	4.0
Buried				2.0	4.0
Relocation					4.0
Stay as it is	Incon: 0.03				

Gambar 4.21 Perbandingan Berpasangan Alternatif - Kriteria Pemeliharaan



Gambar 4.22 *Priority Vector* Alternatif - Kriteria Pemeliharaan

Tabel 4.49 *Priority Vector* Alternatif - Kriteria Pemeliharaan

No	Variable	Bobot (%)
1	Penguatan dengan Concrete Mattress	30,5
2	Relokasi Pipa (Relocation)	29,5
3	Penguatan dengan Rock Beam	14,9
4	Pipa Dikubur (Buried)	19,7
5	Dibiarkan Saja (Stay as it is)	5,40

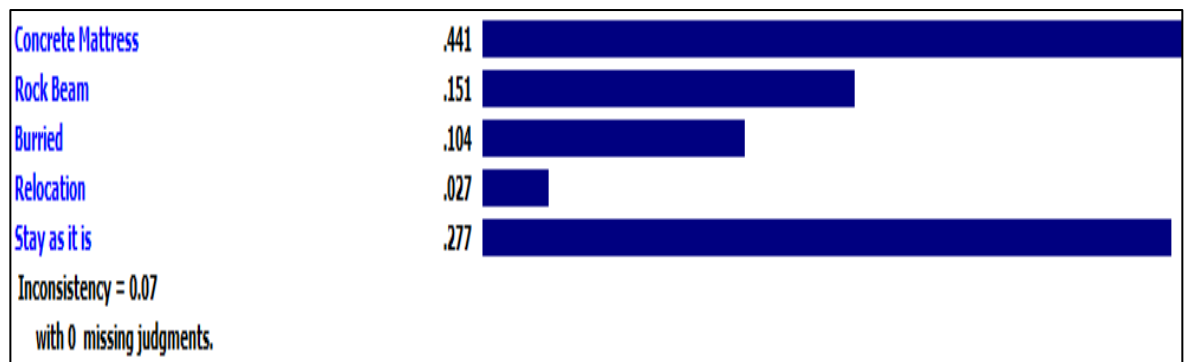
Terlihat bahwa persentase bobot peringkat alternatif yang tertinggi pada kriteria pemeliharaan adalah penguatan eksternal dengan *Concrete Mattress* sebesar 30,5 persen. Sehingga alternatif terbaik yang seharusnya dipilih dalam pemilihan pengendalian risiko pipa dilihat dari sisi kriteria pemeliharaan (*maintenance*) adalah penguatan eksternal dengan *Concrete Mattress*. Juga ditunjukkan pada Gambar 4.21 dan Gambar 4.22 bahwa nilai *inconsistency* pemilihan alternatif ini sebesar 0,03 sehingga perbandingan dianggap konsisten dan bisa diterima karena *Consistency ratio* $CR \leq 0,1$.

4.4.4.8 Perbandingan Berpasangan Alternatif Kriteria Shutdown

Pada Gambar 4.23 ditunjukkan pairwise comparison alternatif terhadap kriteria kehilangan production (shutdown production). Sedangkan Gambar 4.24 memperlihatkan *priority Vector* dan Tabel 4.50 menunjukkan nilai bobotnya.

Compare the relative preference with respect to: Shutdown Production					
	Concrete w/ Rock Beam	Buried	Relocation	Stay as it is	
Concrete Mattress		5.0	6.0	9.0	1.0
Rock Beam			2.0	8.0	2.0
Buried				6.0	2.0
Relocation					9.0
Stay as it is	Incon: 0.07				

Gambar 4.23 Perbandingan Berpasangan Alternatif - Kriteria *Shutdown*



Gambar 4.24 *Priority Vector* Alternatif - Kriteria *Shutdown Production*

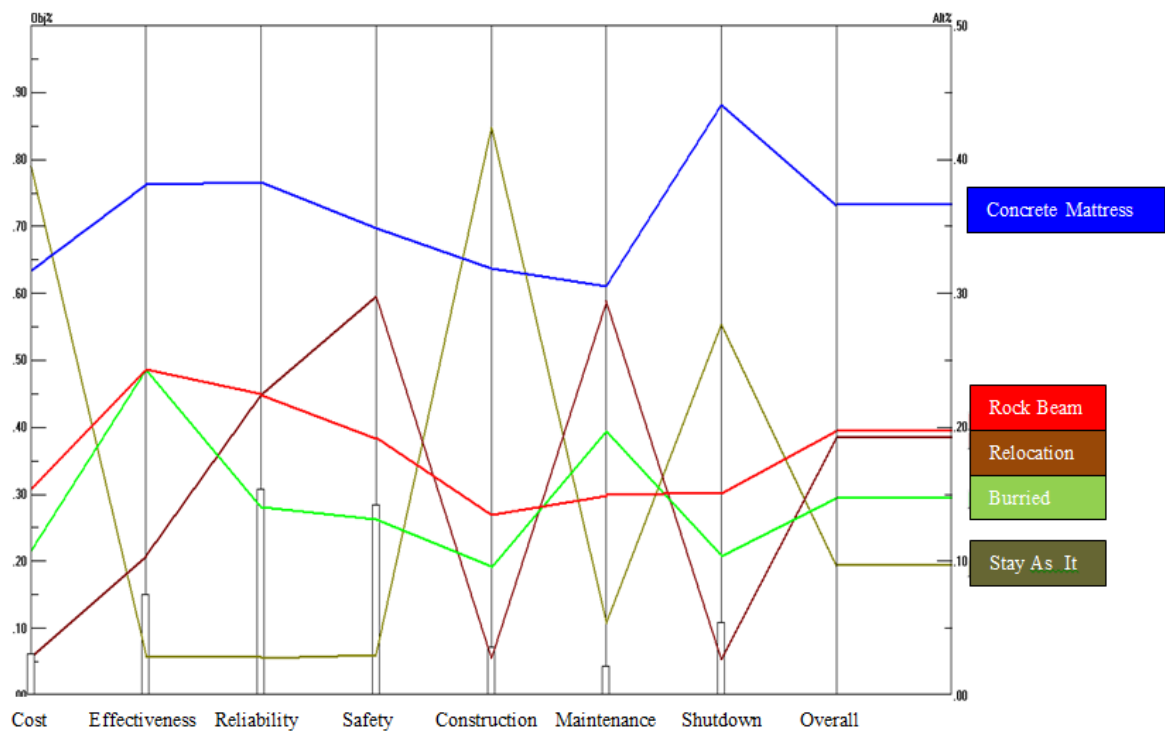
Tabel 4.50 *Priority Vector* Alternatif - Kriteria *Shutdown Production*

No	Variable	Bobot (%)
1	Penguatan dengan Concrete Mattress	44,1
2	Dibiarkan Saja (Stay as it is)	27,7
3	Penguatan dengan Rock Beam	15,1
4	Pipa Dikubur (Buried)	10,4
5	Relokasi Pipa (Relocation)	2,77

Persentase bobot peringkat alternatif yang tertinggi adalah penguatan dengan *concrete mattress* sebesar 44,1 persen. Sehingga alternatif terbaik yang seharusnya dipilih untuk pengendalian risiko pipa dilihat dari kriteria kehilangan produksi (*shutdown production*) adalah penguatan dengan *concrete mattress*. Juga ditunjukkan pada Gambar 4.23 dan Gambar 4.24 nilai *inconsistency* sebesar 0,07, sehingga konsisten dan bisa diterima karena *Consistency ratio* $CR \leq 0.1$.

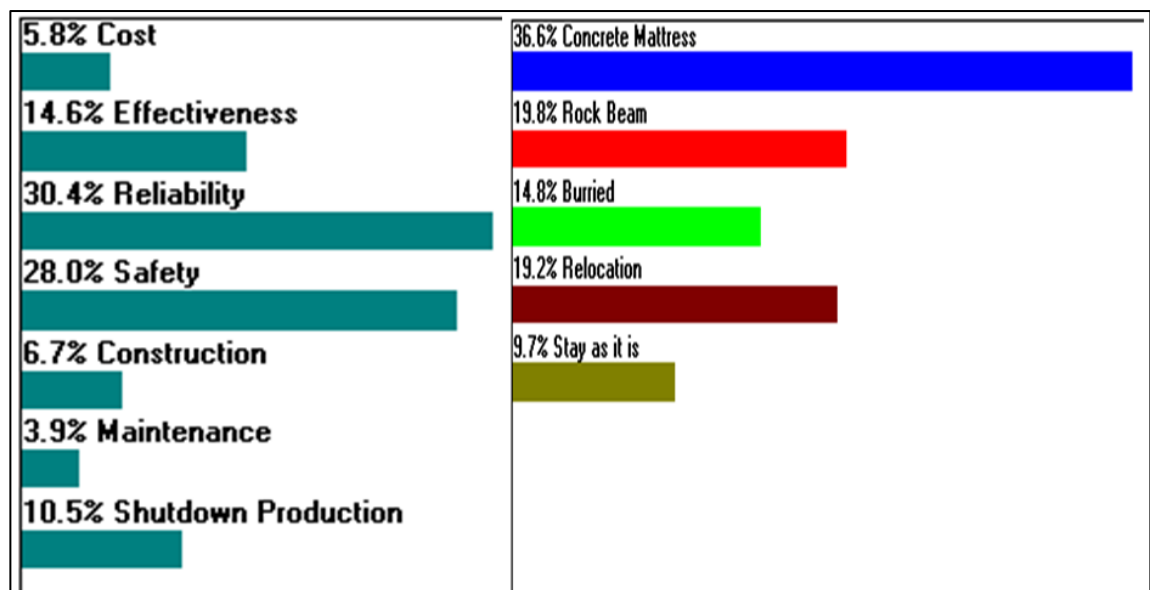
4.4.5 Analisis Hasil *Priority Ranking* Pemilihan Alternatif

Dari hasil *Performance Sensitivity*, didapatkan grafik untuk masing-masing alternatif pilihan pada setiap kriteria dengan hasil *priority ranking* seperti ditunjukkan pada Gambar 4.25. Terlihat pada setiap kriteria kecuali pada kriteria *cost* dan *construction* bahwa alternatif *concrete mattress* selalu memiliki prioritas ranking teratas dalam pemilihan.



Gambar 4.25 *Performance Sensitivity*

Sedangkan dari hasil *Dynamic Sensitivity*, didapat hasil *priority ranking* seperti ditunjukkan pada Gambar 4.26. Terlihat besaran persentase peringkat prioritas masing-masing alternatif pilihan dan persentase bobot kriteria. Alternatif *Concrete Mattress* mempunyai nilai tertinggi sebesar 36,6 persen dari lima alternatif pilihan, dan nilai pembobotan kriteria tertinggi ada pada kriteria keandalan (*reliability*) sebesar 30,4 persen dari tujuh kriteria.



Gambar 4.26 *Dynamic Sensitivity*

Tabel 4.51 *Priority Ranking* Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa Bawah Laut

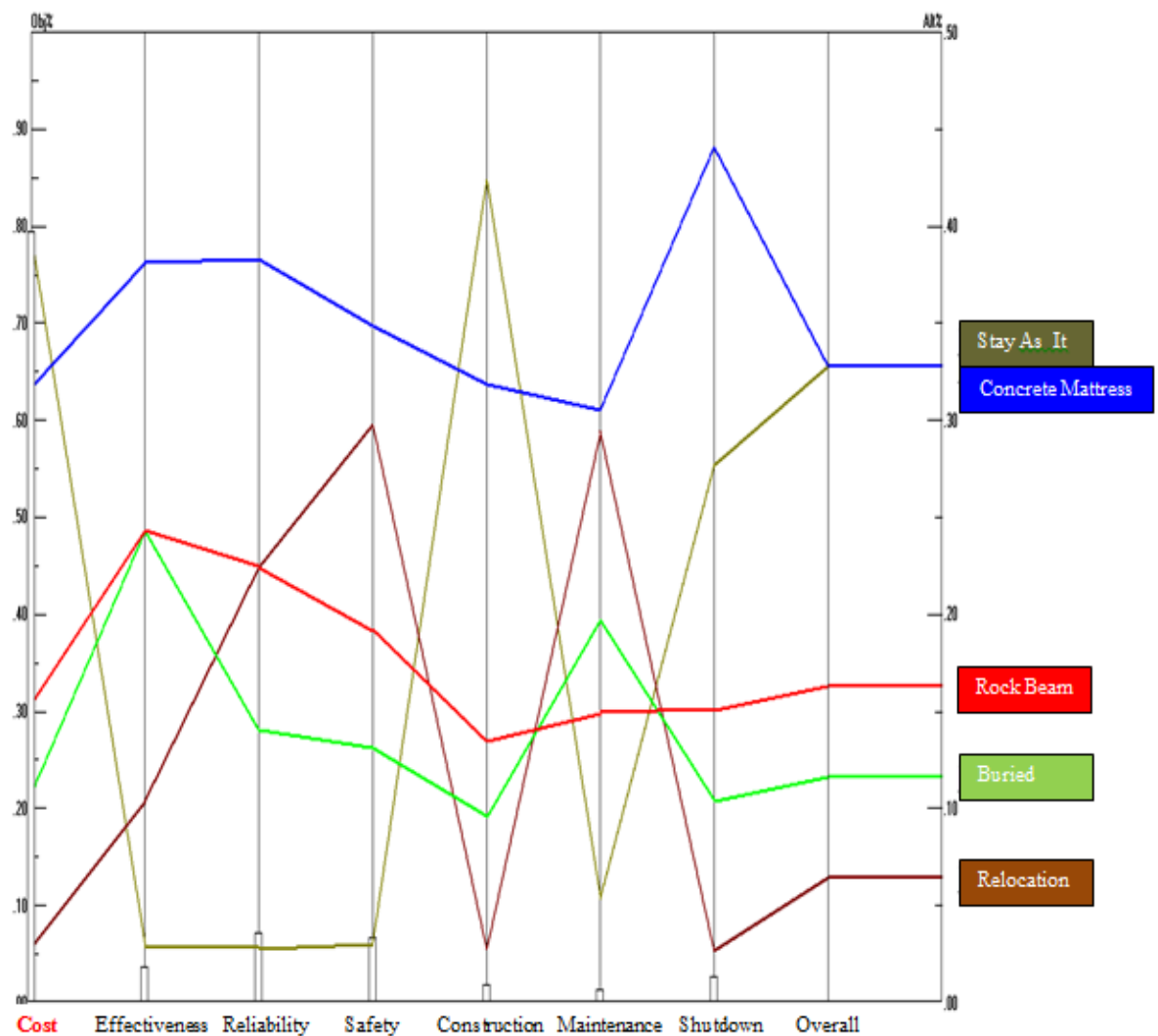
No	Alternatif	Priority Ranking (%)
1	Penguatan dengan Concrete Mattress	36,6
2	Penguatan dengan Rock Beam	19,8
3	Relokasi Pipa (Relocation)	19,2
4	Pipa Dikubur (Buried)	14,8
5	Dibiarkan Saja (Stay as it is)	9,70

Oleh karena itu dapat diputuskan bahwa sistem pengendalian risiko yang terbaik adalah penguatan eksternal pipa dengan penambahan *concrete mattress* pada pipa migas bawah laut dengan tag no. 16” MOL FPRO – ECOM, terutama pada *section* KP 16-20, karena akan mempunyai potensi bahaya berkategori *high risk* atau *unacceptable* (pada *Risk Matrix*) dengan kode 4E atau berada di area *red*, akibat adanya rencana jalur baru pelayaran kapal peti kemas Pelabuhan Patimban yang melintasi lapangan Arjuna.

4.4.6 Analisis Sensitivitas

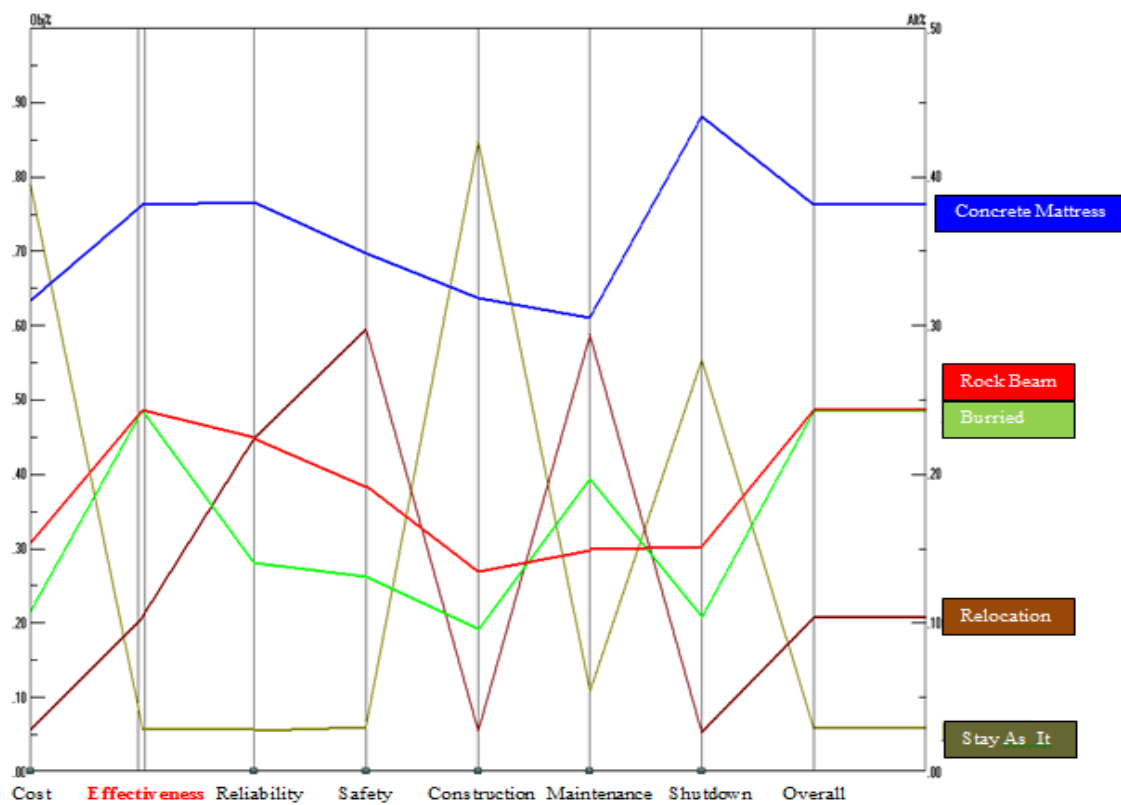
Analisis sensitivitas alternatif dilakukan dengan mengintervensi menaikkan nilai bobot kriteria tertentu hasil perbandingan berpasangan melalui matrik *Performance Sensitivity* pada *software Expert Choice*, sedemikian rupa sehingga membuat perubahan pada prioritas peringkat alternatif. Kemudian dicatat pada kriteria apa dan PV berapa mulai terjadi perubahan peringkat prioritas terutama pada prioritas alternatif terpilih *Concrete Mattress*.

Pada Gambar 4.27 terlihat perubahan PV kriteria biaya (*cost*) mengakibatkan terjadinya perubahan nilai *priority ranking* alternatif, dimana pada nilai kriteria biaya di PV 79 persen mulai terjadi perubahan dimana alternatif pipa dibiarkan saja (*Stay as it is*) berubah menjadi prioritas alternatif tertinggi mengalahkan alternatif terpilih *Concrete Mattress*.

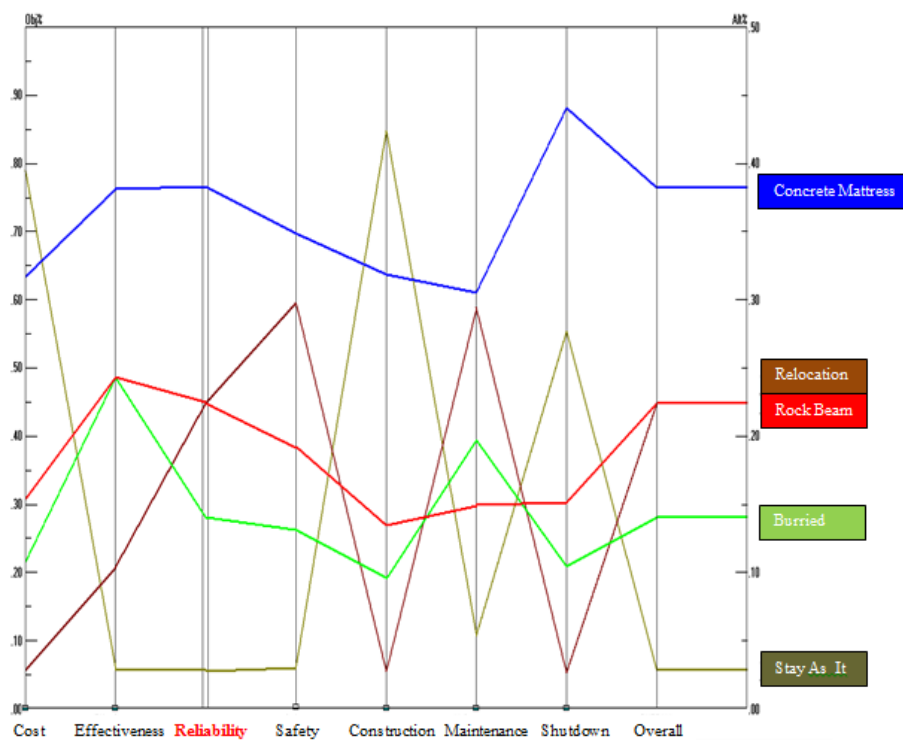


Gambar 4.27 Performance Sensitivitas - Menaikan Kriteria Biaya

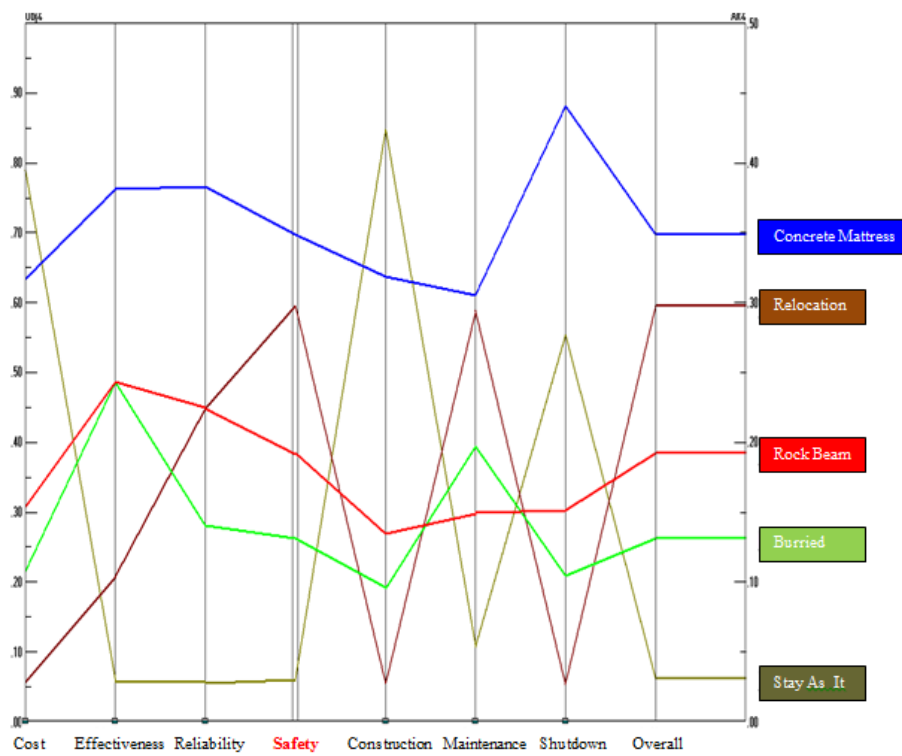
Pada uji sensitifitas selanjutnya, terlihat pada Gambar 4.28 sampai dengan Gambar 4.32 bahwa perubahan nilai PV kriteria-kriteria tertentu bahkan sampai ke titik PV 100 persen pun tidak mempengaruhi lagi posisi peringkat prioritas alternatif terpilih *Concrete Mattress*. Ini berarti kriteria efektifitas (*effectiveness*), kriteria keandalan (*reliability*), kriteria keselamatan (*safety*), kriteria pemeliharaan (*maintenance*), dan kriteria kehilangan produksi (*shutdown production*) tidak memiliki pengaruh sensitifitas terhadap alternatif terpilih *Concrete Mattress*.



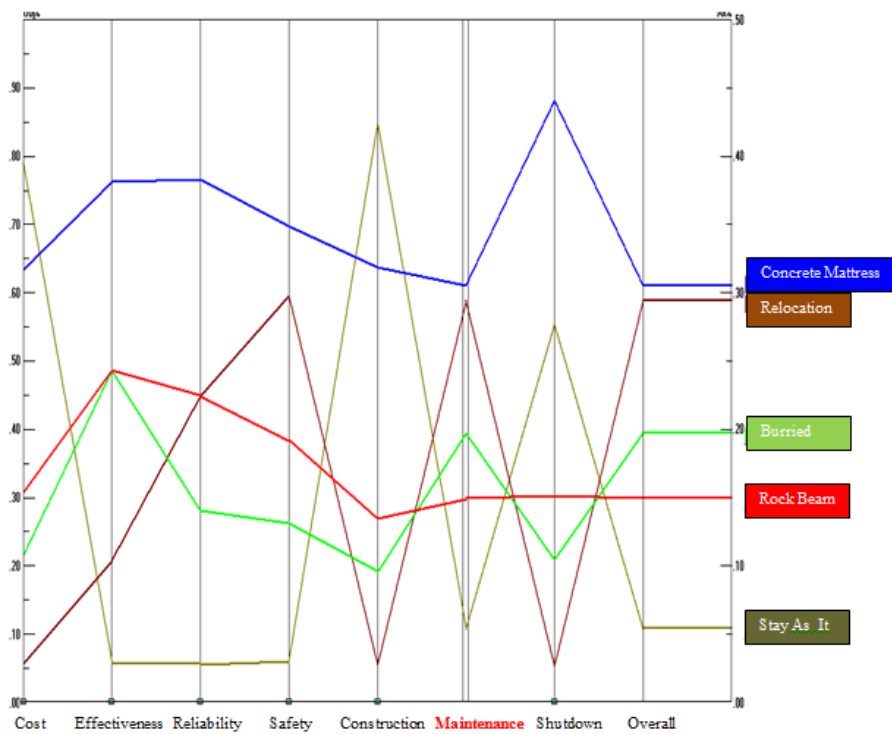
Gambar 4.28 Performance Sensitivity - Menaikan Kriteria Efektifitas



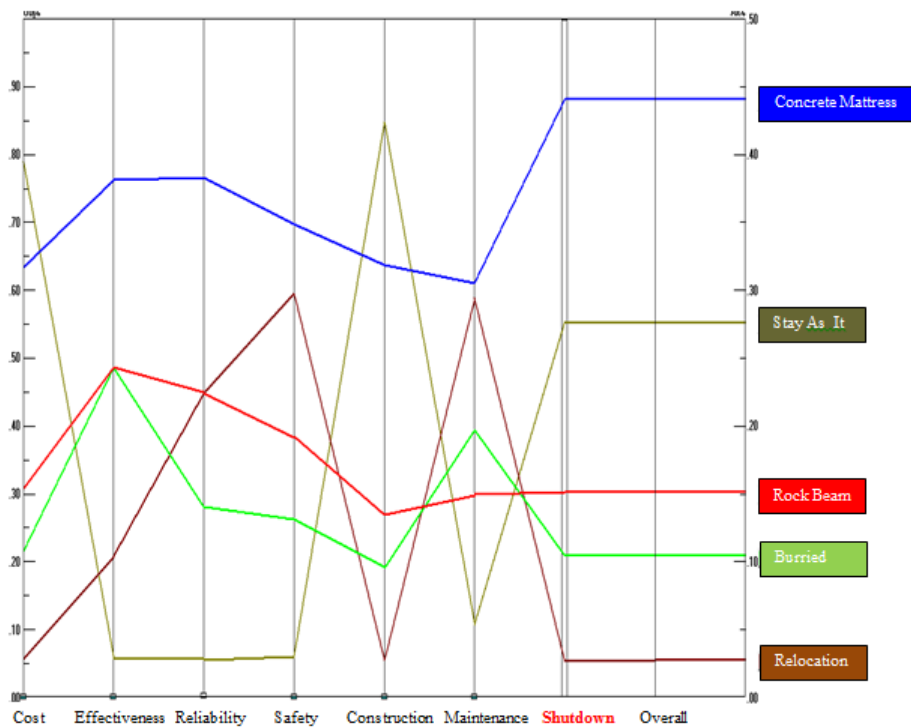
Gambar 4.29 Performance Sensitivity - Menaikan Kriteria Keandalan



Gambar 4.30 *Performance Sensitivity* - Menaikan Kriteria Keselamatan

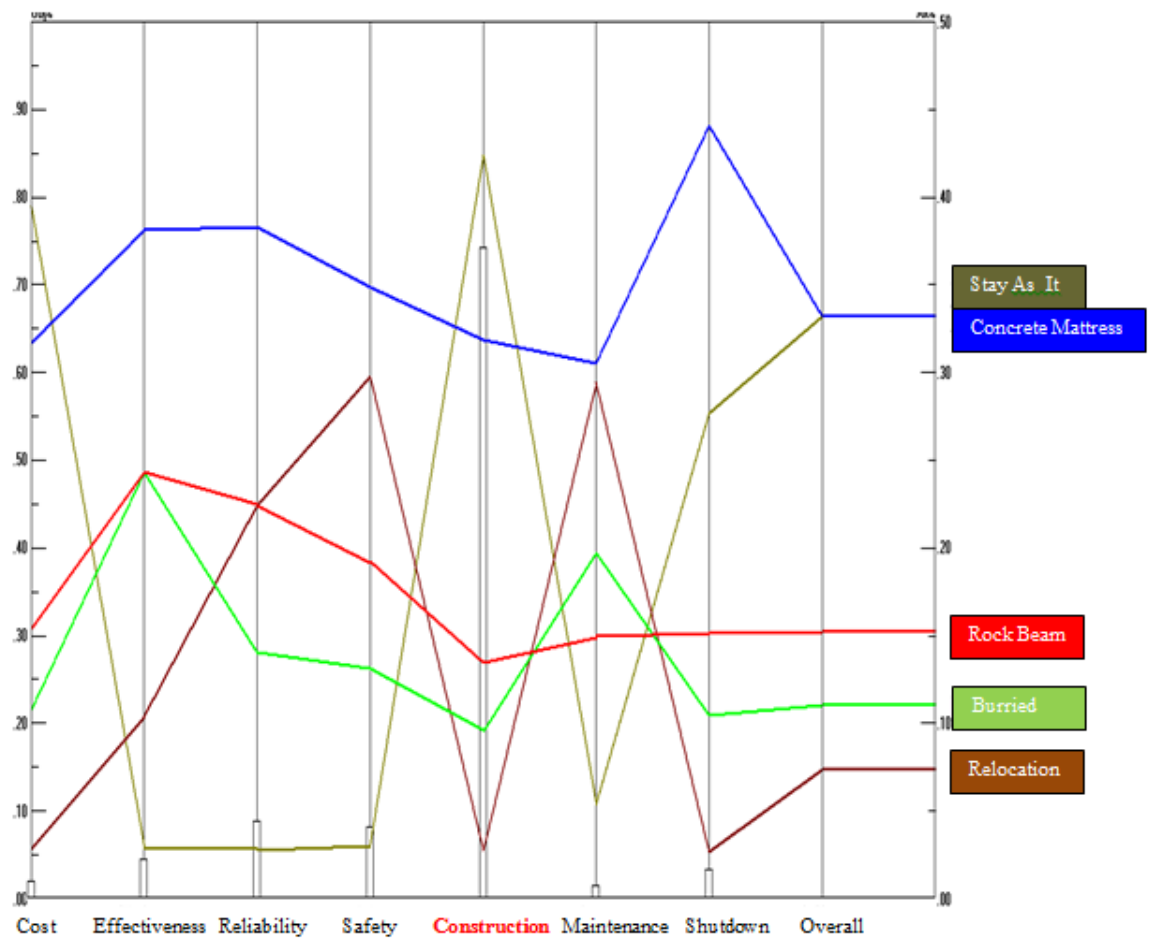


Gambar 4.31 *Performance Sensitivity* - Menaikan Kriteria Pemeliharaan



Gambar 4.32 *Performance Sensitivity* - Menaikan Kriteria *Shutdown*

Kemudian pada uji sensitifitas perubahan nilai PV kriteria pengerjaan (*construction*) didapatkan seperti terlihat pada Gambar 4.33, dimana perubahannya mengakibatkan terjadinya perubahan nilai *priority ranking* alternatif, dimana pada nilai kriteria pengerjaan (*construction*) di PV 75 persen mulai terjadi perubahan dimana alternatif pipa dibiarkan saja (*Stay as it is*) berubah menjadi prioritas alternatif tertinggi mengalahkan peringkat prioritas alternatif terpilih *Concrete Mattress*.



Gambar 4.33 *Performance Sensitivity* - Menaikan Kriteria Pengerjaan

Pada uji sensitifitas ini didapatkan bahwa nilai PV kriteria biaya (*cost*) dan pengerjaan (*construction*) sangat mempengaruhi posisi *priority ranking* alternatif terpilih *Concrete Mattress*, dengan pesaing terdekat adalah alternatif Pipa Dibiarkan Saja (*As It Is*).

4.4.7 Analisis Manajemen Risiko Pipa Migas Bawah Laut

Setelah dilakukan penilaian risiko dengan bantuan metode (Muhlbauer, 2004) dengan empat buah indeksanya. Hasil analisis risiko pipa migas bawah laut lapangan Arjuna dampak jalur baru kapal peti kemas Pelabuhan Patimban, didapatkan bahwa pipa saluran utama minyak mentah 16" MOL FPRO – ECOM berkategori *high risk* sehingga perlu untuk ditindaklanjuti pengendalian risikonya. Nilai risiko terbesar terdapat pada *Third Party Damage*. Pemilihan alternatif

dengan bantuan AHP menggunakan *software Expert Choice* menghasilkan pengendalian risiko berupa penguatan eksternal pipa dengan *concrete mattress* terutama pada *section* KP 16-20, selebar 400 meter *shipping line*. Pengendalian risiko ini diikuti juga dengan improvisasi tindakan pencegahan lainnya sesuai dengan peraturan pelayaran seperti penyediaan kapal pandu & kapal patroli, pemasangan buoy, kesiapan radar & navigasi, peta pelayaran, dan lain sebagainya sehingga akan menambah poin keselamatan pada penilaian *Third Party Damage index*.

Untuk melihat keefektifan pengendalian risiko ini, dilakukan perhitungan ulang alternatif terpilih dan penunjangnya dengan *scoring* baru khususnya pada *Third party damage index* dengan penilaian per 4 *Kilometer Post*. Hasilnya didapat seperti pada Tabel 4.52.

Tabel 4.52 Penilaian baru *Third Party Damage* Pipa 16” MOL FPRO–ECOM

FAKTOR	VARIABEL	NILAI MAKS.	16" MOL FPRO - ECOM											PoF
			KP 0- 4	KP 4- 8	KP 8- 12	KP 12- 16	KP 16- 20	KP 20- 24	KP 24- 28	KP 28- 32	Average Point	Chance of Success	Chance of Failure	
<i>Third Party Damage Index</i>	<i>Depth of Cover</i>	20	10	10	10	10	13	10	10	10	10,0	10,0%	10,0%	1,00
	<i>Activity Level</i>	25	15	25	25	15	8	15	25	15	17,9	17,9%	7,1%	0,71
	<i>Aboveground Facilities</i>	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0%	0,0%	0,00
	<i>Damage Prevention</i>	20	12	12	12	12	12	12	12	12	12,0	12,0%	8,0%	0,80
	<i>Right-of-Way Condition</i>	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,0	5,0%	0,0%	0,00
	<i>Patrol Frequency</i>	20	20	20	15	15	20	15	20	20	18,1	18,1%	1,9%	0,19

Jika dibandingkan dengan penilaian serupa sebelumnya yang diperlihatkan pada Tabel 4.53, maka terlihat kenaikan beberapa poin pada variabel-variabel *Depth of Cover*, *Activity Level*, *Damage Prevention*, *ROW*, dan *Patrol*.

Kenaikan poin *depth of cover* disebabkan karena sistem pipa sudah terproteksi oleh *concrete mattress* sehingga kemungkinan untuk terkena jangkar akan lebih kecil. Kenaikan poin *activity level* disebabkan karena aktifitas Pelabuhan Patimban dapat lebih dikontrol. Kenaikan poin *damage prevention*

disebabkan karena penambahan informasi atau sosialisasi mengenai keberadaan pipa dan bahayanya kepada pihak lain. Kenaikan poin pada variabel *Right of Way condition* karena adanya penambahan *navigation buoy* di sekitar jalur pelayaran Pelabuhan Patimban untuk memberi tanda kepada kapal-kapal yang lewat akan adanya pipa migas bawah laut. Kenaikan *patrol frequency* disebabkan karena dengan adanya penambahan pengawasan dari polisi laut untuk mengarahkan kapal yang lewat.

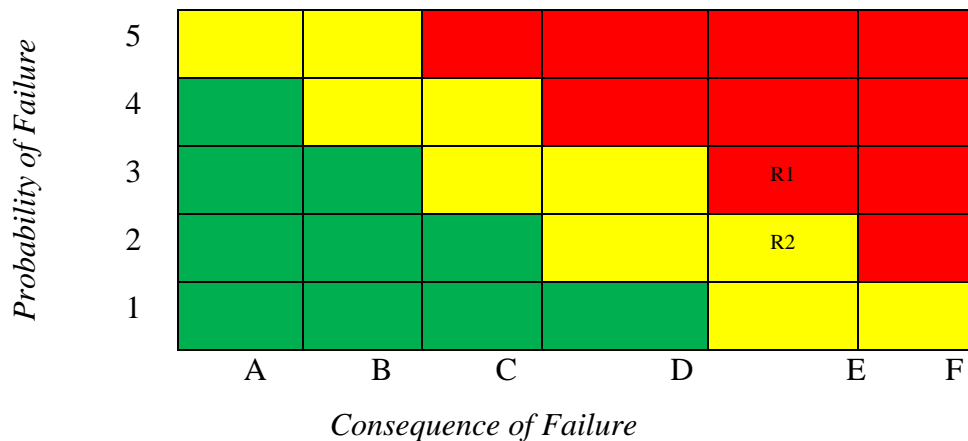
Tabel 4.53 Penilaian awal *Third Party Damage* Pipa 16” MOL FPRO–ECOM

FAKTOR	VARIABEL	NILAI MAKS.	16" MOL FPRO - ECOM											
			KP 0-4	KP 4-8	KP 8-12	KP 12-16	KP 16-20	KP 20-24	KP 24-28	KP 28-32	Average Point	Chance of Success	Chance of Failure	PoF
<i>Third Party Damage Index</i>	<i>Depth of Cover</i>	20	10	10	8	8	8	10	10	10	9,3	9,3%	10,8%	1,08
	<i>Activity Level</i>	25	15	15	15	9	1	15	15	15	12,5	12,5%	12,5%	1,25
	<i>Aboveground Facilities</i>	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0%	0,0%	0,00
	<i>Damage Prevention</i>	20	12	12	12	9	9	9	12	12	10,9	10,9%	9,1%	0,91
	<i>Right-of-Way Condition</i>	5	3	3	3	0	3	3	3	3	3,1	3,1%	1,9%	0,19
	<i>Patrol Frequency</i>	20	20	15	13	8	8	14	15	20	14,1	14,1%	5,9%	0,59

Hasil akhir evaluasi risiko pada *Risk Matrix* dapat dilihat pada Tabel 4.54 dimana dengan consequence of failure yang tetap (E) dan probability of failure yang telah berkurang menghasilkan kategori risiko sedang (kuning) atau ALARP (*As Low As Reasonable Practicable*) pada semua Kilometer Post. Pada *Risk Matrix* yang ditunjukkan oleh Gambar 4.34 juga dapat dilihat bahwa risiko *third party damage* telah berkurang dari risiko tinggi (3E) ke risiko sedang (2E).

Tabel 4.54 Risk Matrix Sebelum dan Sesudah Pengendalian Risiko

Section	16" MOL FPRO - ECOM	
	RISK BEFORE	RISK AFTER
KP 0 – 4	2E	2E
KP 4 – 8	2E	1E
KP 8 – 12	2E	2E
KP 12 – 16	3E	2E
KP 16 – 20	4E	2E
KP 20 – 24	2E	2E
KP 24 – 28	2E	1E
KP 28 – 32	2E	2E



Gambar 4.34 Risk Matrix Sebelum vs Sesudah pemasangan *Concrete Mattress*

Note :

R1 : Risiko *Third Party Damage* Sebelum Pemasangan *Concrete Mattress*

R2 : Risiko *Third Party Damage* Setelah Pemasangan *Concrete Mattress*

Dengan demikian disimpulkan bahwa penguatan dengan concrete mattress untuk sistem proteksi pipa dapat menurunkan tingkat risiko tinggi ke tingkat yang dapat diterima atau ALARP.

Sebagai rekomendasi untuk menurunkan consequence, maka diperlukan emergency response plan secara terpadu antara pemilik pipa dan pengelola pelabuhan agar dampak kebocoran dapat berkurang.

4.5 Analisa Penggunaan Metode Ken Muhlbauer dan AHP

Manajemen risiko terhadap tiga buah pipa bawah laut di lapangan Arjuna yang dilintasi oleh jalur pelayaran Pelabuhan Patimban telah selesai dilakukan. Adapun kelebihan dari masing-masing metode diuraikan sebagai berikut:

1) Metode Ken Muhlbauer

Kelebihan :

- Menilai risiko secara komprehensif yaitu tidak hanya dari faktor kerusakan oleh pihak ketiga tetapi juga dari faktor korosi, desain dan pengoperasian.
- Dapat memberikan jawaban langsung atas tingkat risiko pada setiap segmen pipa.
- Merupakan alat penilaian risiko yang murah.
- Memberikan rekomendasi pengendalian yang tepat terhadap risiko yang hadir dalam sistem perpipaan.

Kekurangan :

- Perlu mempertimbangkan kriteria baru dalam memberikan scoring yang disesuaikan dengan kondisi perpipaan di lapangan ONWJ terutama yang berhubungan dengan desain indeks dan corrosion indeks
- Data perpipaan yang ada belum sepenuhnya ada karena tidak dilakukan inspeksi pipa secara detail
- Belum dapat dilakukan penilaian konsekuensi (*consequence assesement*) dengan mempertimbangkan kerusakan pipa yang diakibatkan karena kejatuhan jangkar (*dropped anchor*), ketarik jangkar (*dragged anchor*) dan kapal tenggelam (*sinking vessel*)
- Belum adanya analisa frekuensi kapal peti kemas pada jalur pelayaran Patimban untuk perhitungan kemungkinan (*probability assesment*) yang lebih akurat

2) Metode AHP

Kelebihan :

- Kurang lengkapnya data tertulis atau data kuantitatif mengenai permasalahan tidak mempengaruhi kelancaran proses pengambilan

keputusan karena penilaian merupakan sintesis pemikiran berbagai sudut pandang responden.

- Metode dilengkapi dengan pengujian konsistensi sehingga dapat memberikan jaminan keputusan yang diambil.
- Selain itu, AHP mempunyai kemampuan untuk memecahkan masalah yang multi obyektif dan multi kriteria yang berdasarkan pada perbandingan preferensi dari setiap elemen dalam hirarki. Sehingga dapat dikatakan bahwa AHP merupakan suatu metode pengambilan keputusan yang komprehensif

Kekurangan :

- Alternatif yang diberikan baru mempertimbangkan sistem proteksi pipa dan belum dianalisa mitigasi dari kondisi pelayaran secara umum maupun khusus Pelabuhan Patimban
- Responden yang dilibatkan harus memiliki pengetahuan dan pengalaman yang cukup tentang permasalahan serta metode AHP.
- Ketidakmampuan dalam mengatasi faktor ketidakpresisian yang dialami oleh pengambil keputusan ketika harus memberikan nilai yang pasti (pengevaluasian) konsep produk berdasarkan jumlah kriteria melalui perbandingan berpasangan (*pairwise comparison*).

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Hasil penelitian penilaian risiko dengan metode Ken Muhlbauer dan pengendalian risiko dengan metode AHP, pada tiga jalur pipa di lapangan Arjuna yang dilewati oleh jalur baru pelayaran Pelabuhan Patimban, menghasilkan beberapa kesimpulan sebagai berikut:

- a. Parameter kritikal yang berdampak pada kegagalan pipa bawah laut di pelabuhan baru patimban adalah *Third party Damage Index* terhadap pipa 16” MOL FPRO – ECOM dengan nilai *relative risk* sebesar 5,189 (Tabel 4.29 Nilai *Relative Risk* ketiga pipa)
- b. Pipa 16” MOL FPRO – ECOM merupakan pipa dengan tingkat risiko tinggi seperti ditunjukkan pada Matrik Risiko (Gambar 4.4 Evaluasi Risiko dalam *Risk Matrix*) sehingga perlu dilakukan mitigasi untuk menurunkan risiko pada level yang dapat diterima (ALARP).
- c. Hasil pemilihan metode pengendalian risiko terbaik adalah dengan penambahan sistim perlindungan pipa menggunakan *Concrete Mattress* pada pipa 16” MOL FPRO – ECOM sepanjang 400 m di KP 16-20.
- d. Kriteria yang paling berpengaruh dalam pemilihan alternatif pengendalian risiko pada penelitian ini adalah kehandalan (*Reliability*), namun alternatif terpilih *Concrete Mattress* sangat sensitif terhadap faktor biaya (*Cost*) dan pengerjaan (*Construction*), sehingga perubahan asumsi terhadap faktor biaya dan pemeliharaan dapat merubah alternatif pengendalian risiko dari alternatif penguatan dengan *Concrete Mattress* ke alternative pipa dibiarkan saja (*Stay at It Is*).
- e. Pengendalian risiko dengan penambahan *concrete mattress* ini dapat menurunkan risiko pipa 16” MOL FPRO-ECOM terhadap bahaya *third party damage* dari sebelumnya berisiko tinggi ke risiko sedang, sehingga alternatif pengendalian risiko ini dapat diterima. (Gambar 4.34 Risk Matrix Sebelum vs Sesudah pemasangan *Concrete Mattress*)

- f. Metode penilaian risiko Ken Muhlbauer (Muhlbauer, 2004) dan pengambilan keputusan dengan metode Analytic Hierarchy Process (AHP) memberikan hasil yang cukup konsisten dibandingkan dengan penelitian sebelumnya dengan menggunakan metode probabilistic model (DNV, 2010) yang dilakukan oleh perusahaan ONWJ sehingga hasilnya dapat digunakan untuk penelitian serupa mengenai penilaian risiko pada pipa bawah laut.

5.2 Saran

Beberapa hal berikut ini dapat dilakukan sebagai saran pengembangan dan perbaikan dari penelitian ini:

- a. Melakukan perhitungan detail desain *concrete mattress* yang efektif sebagai sistem proteksi pipa 16” MOL FPRO–ECOM dan menganalisa ketahanan pipa 16” MOL FPRO–ECOM jika diberi penguatan *concrete mattresses*.
- b. Pengendalian risiko ketiga pipa bawah laut dapat diikuti juga dengan improvisasi tindakan pencegahan lainnya sesuai dengan peraturan pelayaran seperti penyediaan kapal pandu & kapal patroli, pemasangan *buoy*, kesiapan radar & navigasi, peta pelayaran, dan lain sebagainya sehingga akan menambah poin keselamatan pada penilaian *Third Party Damage index*.
- c. Untuk menurunkan dampak (*consequence*), maka diperlukan *emergency response plan* secara terpadu antara pemilik pipa dan pengelola pelabuhan agar dampak kebocoran dapat berkurang.
- d. Untuk pengambilan data yang lebih akurat, misalnya dengan melakukan ILI (*In-Line Inspection*) terhadap pipa terkait terutama yang sudah *obsolete* seperti jalur pipa 16” MOL FPRO–ECOM dan 16” MOL FFA–UPRO, sehingga hasil perhitungan penilaian risiko lebih akurat.
- e. Membuat pembobotan *index* yang lebih detail dan lebih representatif sesuai dengan kondisi penelitian yang dilakukan. Pembobotan *index* ini dapat dilakukan dengan metode AHP
- f. Melakukan perhitungan secara kuantitatif masing-masing kriteria terhadap alternatif pengendalian risiko untuk mendapatkan hasil AHP yang lebih akurat.

DAFTAR PUSTAKA

- Abbasi, M., Gholamnia, R., Alizadeh, S. S. & Rasoulzadeh, Y., 2015. Evaluation of Workers Unsafe Behaviors using safety Sampling Method in an Industrial Company. *Indian Journal of Science and Technology*, 8(28), pp. 1-6.
- Alex. W. Dawotola, P. v. G. J. V., 2009. *Risk Assessment of Petroleum Pipelines using a Combined Analytical Hierarchy Process - Fault Tree Analysis (AHP-FTA)*. Delft, Delft University of Technology.
- Aljaroudi, A. et al., 2015. Risk Assessment of Offshore Crude Oil of Pipeline Failure. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, pp. 101-109.
- APBN, 2016. *Informasi APBN 2016*, Jakarta: Direktorat Jendral Anggaran.
- Bai, Y. Q., LV, L. H. & Wang, T., 2013. The Application of the Semi-quantitative Risk Assessment Method to Urban Natural Gas Pipelines. *Journal of Engineering Science and Technology Review*, pp. 74-77.
- Bappenas, 2011. *Infrastructure Reform Sector Development Program: Membangun Pelabuhan Indonesia*, Jakarta: IRSDP Bappenas.
- Benucci, S. & Tallone, F., 2014. Oil & Gas Projects Alternative Selection using Analytic Hierarchy Process - A Case Study. *Probabilistic Safety Assessment and Management*, Issue 12.
- Brito, A. J., Almeida, A. T. d. & Mota, C. M., 2009. A Multicriteria Model for Risk Sorting of Natural Gas Pipelines Based on ELECTRE TRI Integrating Utility Theory. *European Journal of Operational Research*, pp. 812 - 821.
- Chew, J., 2016. *Fortune*. [Online]
Available at: <http://fortune.com/2016/02/01/benjamin-franklin-biggest/>
[Accessed 12 November 2016].
- Ciptomulyono, U., 2001. Integrasi Metode Delphi dan Prosedur Analisis Hierarkhis (AHP) Untuk Identifikasi dan Penetapan Prioritas Objektif/Kriteria Keputusan. *Majalah IPTEK*, pp. 42-51.
- Ciptomulyono, U., 2008. Fuzzy Goal Programming Approach for Deriving Priority Weights in the Analytical Hierarchy Process (AHP) Method. *Journal of Applied Sciences Research*, pp. 171-177.

- Denison, J., 1996. *Behavior Change - A Summary of Four Major Theories*, Arlington: USAID.
- Departemen Perhubungan PP No. 71, 2013. *PP No. 71 Tahun 2013*, Jakarta: s.n.
- Deviani, D. A., Ardyanto, D. & Basuki, H., 2015. Analysis of Individual Factors With Unsafe Action Toward The Production Workers of A Chemical Industry In Gresik Indonesia. *International Journal of Technology Enhancements and Emerging Engineering Research*, 3(5), pp. 21-24.
- Devord, H., 2013. *Oil And gas Production Handbook*. Oslo: ABB Oil and Gas.
- DNV, 2010. *Risk Assessment of Pipeline Protection*. [Online]
Available at: <http://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNV/codes/docs/2010-1>
[Accessed 22 December 2016].
- Dumrak, J., Mostafa, S., Kamardeen, I. & Rameezdeen, R., 2013. Factors Associated with The Severity of Construction Accidents: The Case of South Australia. *Australasian Journal of Construction Economics and Building*, IV(13), pp. 32-49.
- EGIG, 2015. *Gas Pipelines Incidents*, Groningen: European Gas Pipelines Incident Data Group.
- Firmansyah, 2016. *Analisis Risiko pada Pipa Bawah Laut 16" Main Oil Line EFPRO - EKOM di Laut Jawa Tahun 2016*, Depok: Universitas Indonesia.
- Geotsch, D. L., 1996. *Occupational Safety and Health - In The Age of High Technology for Technologists, Engineers and Manager*. 2nd ed. New Jersey: Prentice Hall Inc.
- Hart, M. B., Neumann, C. M. & Veltri, A. T., 2007. Hand Injury Prevention Training: Assessing Knowledge, Attitude and Behavior. *The American Society of Safety Engineers*, 4(3), pp. 1-23.
- Herawan, T., 2012. *Landasan Teori*, Bandung: Fakultas Teknik Universitas Widyatama.
- Hopkins, P., 2007. *PIPELINES: Past, Present, and Future*. Newcastle: Penspen Integrity.
- HSE, 2001. *An assessment of measures in use for gas pipelines to mitigate against damage caused by third party activity*, Warrington: Health Safet Executive.

- HSE, 2009. *Guidelines for Pipeline Operators on Pipeline Anchor Hazards*, Aberdeen: Health Safety Executive.
- HSE, 2015. *Hydrocarbon Release System*. [Online]
[Accessed April 2016].
- Huda, E., 2012. *Pipa Pertamina Meledak, 3 Tewas*. [Online]
[Accessed April 2016].
- Indonesia, M. P. R., 2017.
http://jdih.dephub.go.id/assets/uudocs/kepmen/2017/KP_87_TAHUN_2017.pdf. [Online]
[Diakses 2017].
- ISO 31000, 2015. *ISO 31000: Risk Management - A Practical Guide for SMEs*, Geneva: ISO.
- Jafari, H. R. et al., 2011. Applying Indexing Method to Gas Pipeline Risk Assessment by Using GIS: A Case Study in Savadkooch, North of Iran. *Journal of Environmental Protection*, pp. 947-955.
- Jati, G. P., 2015. *Pipa Blok Tuban Bocor, 43 Barel Minyak Terbuang*. [Online]
[Accessed April 2016].
- Jozi, S. A., Rezaian, S. & Shahi, E., 2012. Environmental Risk Assessment of Gas Pipelines by Using of Indexing System Method. *Procedia APCBEE*, Volume III, pp. 231 - 234.
- Jozi, S. A., Rezaian, S. & Shahi, E., 2012. Environmental Risk Assessment of Gas Pipelines by Using of Indexing System Method (Case Study: Transportation Pipelines 12 Inches, Aabpar - Zanzan of Iran). *Elsevier*, pp. 231 - 234.
- Kalatpoor, O., Goshtasp, K. & Khavaji, S., 2011. Health, Safety and Environmental Risk of a Gas Pipeline in an Oil Exploring Area of Gachsaran. *Industrial Health*, pp. 209-214.
- Kamsu, B. & Foguem, 2016. Information Structuring and Risk-based Inspection for the Marine Oil Pipelines. *Applied Ocean Research*, Issue 56, pp. 132-142.
- Katsuro, P., Gadzirayi, C., M, T. & Mupararano, S., 2010. Impact of occupational health and safety on worker productivity: A case of Zimbabwe food industry. *African Journal of Business Management*, 4(13), pp. 2644-2651.

- Kawsar, M. R. U. et al., 2015. Assessment of Dropped Object Risk on Corroded Subsea Pipeline. *Ocean Engineering - Elsevier*, Volume 106, pp. 329 - 340.
- Lawson, K., 2005. Pipeline Corrosion Risk Analysis - an Assessment of Deterministic and Probabilistic Methods. *Anti Corrosion Methods and Materials; ProQuest*, I(52), pp. 3-10.
- Liu, Y., HU, H. & Zhang, D., 2013. *Probability Analysis of Damage to Offshore Pipeline by Ship Factors*. Shanghai, TRB, pp. 1-13.
- Maerks Line, 2014. *Danish Chamber of Commerce*. [Online]
Available at: <http://dcc.hk/wp-content/uploads/2014/04/EEE-facts.pdf>
[Accessed 14 November 2016].
- Martalena, 2014. *Analisa Risiko pada Pipa Transmisi Minyak (Main Oil Line) di PT X Tahun 2014*. Depok: Tesis, FKM UI.
- Mather, J., Blackmore, C., Petrie, A. & Treves, C., 2001. *An Assessment of Measures in Use for Gas Pipelines to Mitigate Against Damage Caused by Third Party Activity*, Warrington: WS Atkins Consultants Ltd.
- Miesner, T. O. & Leffler, W. L., 2006. *Oil and Gas Pipelines in Nontechnical Language*. Oklahoma: Pennwell.
- Mostafa, N. & Momen, N., 2014. Occupational Health and Safety Training: Knowledge, Attitude and Practice Among Technical Education. *Egyptian Journal of Occupational Medi*, 38(2), pp. 153-165.
- Mousavipour, S., Variani, A. S. & Mirzaei, R., 2016. A Study of the Unsafe Actions of Staff in the Maintenance and Overhaul Unit at a Petrochemical Complex and the Presentation of Control Strategies. *Biotech Health Sci*, Volume 3, pp. 1-6.
- Muhlbauer, W. K., 2004. *Pipeline Risk Management Manual: Ideas, Techniques, and Resources*. Ed 3. Burlington: Elsevier.
- National Academies, 2004. *Transmission Pipelines and Land Use*, Washington, D.C.: Transportation Research Board.
- Notoatmodjo, S., 2010. *Ilmu Perilaku Kesehatan*. Jakarta: PT. Rineka Cipta.
- NSW, 2011. *HAZOP Guidelines*. New South Wales, State of New South Wales through the Department of Planning.

- OGP, 2010. *Riser & Pipeline Release Frequencies*, s.l.: International Associations of Oil & Gas Producer.
- Oil & Gas UK, 2010. *Guideline for Ship/Installation Collision Avoidance*, Aberdeen: The United Kingdom Offshore Oil and Gas Association.
- Omonefe, A. G. & Oyetola, O. J., 2015. Risk Assessment of Third-party Damage Index for Gas Transmission Pipeline around a Suburb in Benin City, Nigeria. *International of Journal of Engineering Research in Africa*, Volume 16, pp. 166-174.
- ONWJ, P., t.thn. *Risk Matrix*, Jakarta: s.n.
- Palmer, A. C. & King, R. A., 2008. *Subsea Pipeline Engineering*. 2nd ed. Oklahoma: Pennwell.
- Peraturan Pemerintah No. 467, 2016. *Penetapan Pelabuhan Patimban Sebagai Proyek Strategis Nasional*, Jakarta: s.n.
- Peraturan Presiden Nomor 3, 2016. *Percepatan Pelaksanaan Proyek Strategis Nasional*, Jakarta: s.n.
- PHE ONWJ Website, 2016. <https://pheonwj.pertamina.com/>. [Online].
- PHE ONWJ, 2016. *Annual HSSE Report*, s.l.: HSSE.
- PHE, 2016. <http://phe.pertamina.com/AboutPHE/OurProfile.aspx>. [Online].
- PHMSA, 2015. *Pipeline Incident 20 Years Trends*. [Online] [Accessed March 2016].
- PHMSA, 2016. *Pipeline Incident 20 Years Trends*. [Online] [Accessed March 2016].
- Pillay, A. & Vollen, F., 2011. Impact Risk to Pipelines from Ship Traffic. *Safetec Nordic AS*.
- PMI, 2013. *A Guide to the Project Management Body of Knowledge (PMBOK Guide) Fifth Edition*. Pennsylvania: Project Management Institute, Inc.
- Poulose, S. M. & Madhu, G., 2012. Hazop Study for Process Plants: A Generalized Approach. *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, 2(7), pp. 293-295.
- PP No. 37, 2002. *PERATURAN PEMERINTAH REPUBLIK INDONESIA*, Jakarta: s.n.

- PP No. 5/2010 Departemen Perhubungan, 2010.
http://jdih.dephub.go.id/assets/uudocs/pp/2010/pp_no._5_tahun_2010.pdf.
 [Online].
- Putra, P., 2011. *Diduga Bocor, Pipa Gas Terbakar di Terminal Bus Sidoarjo*.
 [Online]
 [Accessed April 2016].
- Putra, R. C. E., 2012. *Analisis Risiko Pipa Gas 12" PT. Pertamina EP Region Jawa Field Tambun Tahun 2012*. Depok: Skripsi, FKM UI.
- Reason, J., 1998. Achieving a Safe Culture: Theory and Practice. *Work & Stress: International Journal of Work, Health & Organisations*, 12(3), pp. 293-306.
- Rigzone, n.d. *Rigzone*. [Online]
 Available at: http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=311
 [Accessed 14 November 2016].
- Root, N., 1981. *Injuries at Work Are Fewer Among Older Employees*, Washington: Bureau of Labor Statistics .
- Saaty, T. L., 2008. Decision Making with the Analytic Hierarchy Process. *International Journal Services Sciences*, pp. 83-97.
- Sarwono, S. W., 2010. *Pengantar Psikologi Umum*. Jakarta: Rajawali Pers.
- Shabarchin, O. & Tesfamariam, S., 2016. Internal Corrosion Hazard Assessment of Oil and Gas Pipelines Using Bayesian Belief Network Model. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, pp. 479-495.
- SIA, 2012. *OHS Body of Knowledge Models of Causation: Safety*. Tullamarine: Safety Institute of Australia Ltd.
- Slarawan, Y., 2009. *Sistem Pemipaan 2008/2009*. [Online]
 [Accessed April 2016].
- Smith, F., 2014. *Trade of Pipefitting: Piping Materials* , Dublin: SOLAS.
- SOLAS Chapter VI, Regulation 2, 1972. http://www.worldshipping.org/industry-issues/safety/SOLAS_CHAPTER_VI_Regulation_2_Paragraphs_4-6.pdf, s.l.: s.n.
- Sulaiman, N. S. & Tan, H., 2014. Third Party Damages of Offshore Pipeline. *Journal of Energy Challenges and Mechanics*, I(1), pp. 14 - 19.

- Susanti, R., 2015. *Pipa Gas Geotermal di Pangalengan Meledak, Satu Warga Tewas*. [Online]
[Accessed April 2016].
- Sutisna, N., 2014. *Pipa Pertamina Meledak di Subang, 3 Tewas, 4 Luka*. [Online]
[Accessed April 2016].
- Taufik, R., 2006. *Pipa Gas di Tanggul Lapindo Meledak, Dua Tewas*. [Online]
[Accessed April 2016].
- Undang-Undang Nomor 22, 2001. *TENTANG MINYAK DAN GAS BUMI*, s.l.: s.n.
- Vaughan, E. J. & Vaughan, T., 2008. *Fundamentals of Risk and Insurance: Tenth Edition*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc..
- Vicente, F., 2014. Criticality Assessment Of Piping Systems For Oil & Gas Facilities. *Inspectioneering Journal*, pp. 15-18.
- Wilson, I. & Roach, P., 1999. Principles of Combinatorial Optimization Applied to Container-Ship Stowage Planning. *Journal of Heuristics*, Volume 5, pp. 403-418.

BIODATA PENULIS



Djodi Kusuma dilahirkan di Jakarta pada tanggal 9 Februari 1963. Penulis adalah seorang kakek yang pada Juli 2017 ini mempunyai tiga cucu yaitu Reksa (laki-laki, 4 tahun), Ramisa (perempuan, 3 bulan), dan Kian (laki-laki, 2 minggu) dari kedua anaknya; Shashy (perempuan, 30 tahun) dan Aldifa (laki-laki, 26 tahun), dari istri tercinta (Afrina).

Penulis menempuh pendidikan perguruan tinggi sambil bekerja sejak lulus dari STM Penerbangan, Jakarta, pada tahun 1981. Pendidikan sarjana muda teknik elektro diselesaikan pada tahun 1986, lulus dari Akademi Teknologi Mandala, Bandung, saat sambil bekerja di perusahaan industri pesawat terbang PT Nurtanio (PT IPTN), Bandung. Kemudian pendidikan S1 teknik elektro diselesaikan pada tahun 1999, lulus dari Universitas Jenderal Achmad Yani, Bandung, saat sambil bekerja di perusahaan oil & gas ARCO Indonesia. Pada tahun 2015 penulis meneruskan pendidikan keningkat pasca sarjana, Magister Manajemen Teknik, di Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya, bidang keahlian Manajemen Industri, dan lulus dengan hasil memuaskan pada sidang tesis tanggal 19 Juni 2017.

Saat ini penulis menjabat sebagai Field Manager di perusahaan minyak perusahaan oil & gas operasi bersama (Joint Operating Body, JOB) Pertamina – Jadestone Ogan Komering Ltd. Sebelumnya menjabat sebagai Operations Project Readiness & Startup Manager di PT PHE ONWJ, dan Offshore Installation Manager di PCPP Sdn. Bhd, Malaysia, suatu perusahaan operasi bersama tiga negara Indonesia, Malaysia dan Vietnam dengan wilayah kerja di SK-305 lepas pantai Sarawak, Malaysia.

LAMPIRAN I

PEDOMAN SKORING METODE KENT MUHLBAUER

PENILAIAN RISIKO PIPA MINYAK DAN GAS

DI WILAYAH LEPAS PANTAI

Perhitungan *Third-Party Damage Index*

a. *Depth Of Cover* (20%)

Variabel *Depth of Cover* adalah variabel yang menilai kedalaman air laut dan kedalaman tanam pipa di dasar laut yang berguna untuk melindungi pipa dari kerusakan yang diakibatkan oleh pihak ke-3. Ketebalan *Coating* pada pipa juga diperhitungkan dalam variabel ini. Kedalaman pipa yang dinilai adalah kedalaman pipa terendah pada setiap *section*. Nilai yang dapat diberikan pada variabel ini antara 0 – 20 poin. Berikut ini cara penilaian:

➤ Kedalaman di bawah permukaan laut

Kedalaman Laut	Poin
0 – 5 ft	0 pts
5 ft – Maksimum kedalaman <i>anchor</i>	3 pts
> Maksimum kedalaman <i>anchor</i>	5 pts

➤ Kedalaman di dasar laut

Kedalaman Tanam Pipa	Poin
0 – 2 ft	0 pts
2 – 3 ft	3 pts
3 – 5 ft	5 pts
5 ft – Maksimum kedalaman pengerukan	7 pts
> Maksimum kedalaman pengerukan	10 pts

➤ *Coating* beton (ditambahkan nilai ini pada poin kedalaman laut dan kedalaman tanam pipa)

Kondisi	Poin
Tidak di beton	0 pts
Minimum 1 inci	5 pts

b. Activity Level (25%)

Variabel *activity level* adalah variabel yang menilai tingkat aktivitas di area sekitar pipa seperti lalu lintas kapal dan keberadaan struktur *offshore* lainnya yang berpotensi terhadap kerusakan pipa yang diakibatkan oleh pihak ke-3. Nilai yang dapat diberikan pada variabel ini antara 0 – 25 poin. Berikut ini cara penilaian:

Poin	Deskripsi
<i>High</i> (0 pts)	Area yang memiliki lalu lintas kapal tinggi dan/atau dekat dengan daratan berpenduduk, atau juga area yang umumnya sering dilakukan pengerukan, penurunan jangkar maupun lokasi pemancingan, terdapat kegiatan konstruksi, catatan tentang kerusakan pihak ketiga yang pernah terjadi di masa lalu dan adanya struktur lepas pantai lainnya patut diberikan nilai risiko tinggi.
<i>Medium</i> (8 pts)	Area yang dekat daratan dengan kunjungan manusia sesekali, beberapa lalu lintas kapal, area memancing di mana sebagian besar peralatan yang digunakan tidak mengancam, sesekali tempat menurunkan jangkar yang berat dan area penurunan jangkar kapal lebih kecil dengan potensi kerusakan lebih rendah.
<i>Low</i> (15 pts)	Area dengan kunjungan manusia yang sangat jarang karena kedalaman air atau faktor-faktor lain, kegiatan yang berpotensi merusak mungkin terjadi tapi sangat jarang. Ada sedikit atau bahkan sama sekali tidak ada lalu lintas kapal, tidak ada kegiatan penurunan jangkar maupun pengerukan dasar laut.
<i>None</i> (25 pts)	Kategori ini diberikan di mana pada dasarnya tidak ada aktifitas yang berpotensi merusak terjadi disekitar area pipa. Hal ini bisa terjadi dikarenakan kedalaman laut yang sangat mendalam di mana tidak ada kegiatan lain seperti penurunan jangkar, pengeboran, penyelaman, kabel atau instalasi pipa lainnya.

c. Aboveground Facilities (10%)

Variabel *aboveground facilities* adalah variabel yang menilai keberadaan pipa atau fasilitas penunjang pipa apakah berada di atas permukaan laut atau di bawah permukaan laut. Fasilitas pipa yang berada di atas permukaan laut tentu saja meningkat risikonya untuk terjadinya kerusakan yang disebabkan oleh pihak ketiga. Berikut ini cara penilaiannya:

Deskripsi	Poin
Tidak ada fasilitas yang berada di atas permukaan laut	10 pts
Fasilitas berada di atas permukaan laut	0 pts

Jika fasilitas berada di atas permukaan laut, maka berikut ini penilaiannya (Nilai total tidak melebihi 10 pts):

- Fasilitas berjarak > 200 ft dari jalur lintas kapal 5 pts
- Dipasang pagar kawat di sekeliling fasilitas jarak 6 ft 2 pts
- Pagar pelindung (Pipa baja berukuran ≥ 4 -in) 3 pts
- Struktur substansial lainnya antara kapal dan fasilitas 4 pts
- Kamera surveillance 2 pts
- Pemasangan tanda peringatan 1 pt

d. Damage Prevention (20%)

Variabel *damage prevention* adalah variabel yang menilai pencegahan kerusakan dengan melakukan program edukasi terhadap masyarakat sekitar tentang bahaya berada disekitar lokasi pipa. Nilai yang dapat diberikan pada variabel ini antara 0 – 20 pts. Berikut ini cara penilaiannya:

Deskripsi	Poin
Pemberitahuan melalui surat	3 pts
Pertemuan dengan instansi terkait 1 kali dalam setahun	3 pts
Sosialisasi langsung ke rumah-rumah penduduk	5 pts
Pertemuan dengan kontraktor lokasi 1 kali dalam setahun	3 pts
Penyuluhan masyarakat secara reguler	3 pts
Pemberitahuan melalui surat kepada kontraktor	3 pts
Iklan pada media publikasi yang dimiliki kontraktor sekali dalam setahun	1 pt

e. Right – Of – Way Condition (5 %)

Variabel *right of way condition* adalah variabel yang menilai keberadaan rambu-rambu terkait keberadaan pipa dan bahaya-bahaya yang timbul akibat keberadaan pipa tersebut. Nilai yang dapat diberikan pada variabel ini antara 0 – 5 poin. Berikut ini cara penilaiannya:

- *Excellent (5 pts)*
Sign atau penanda dalam keadaan baik dan terlihat jelas serta memberikan informasi lengkap terkait keberadaan pipa dan nomor telepon yang bisa dihubungi saat situasi darurat. Selain itu juga memberikan informasi terkait bahaya-bahaya yang hadir disekitar pipa tersebut.
- *Fair (3 pts)*

Hanya beberapa lokasi yang memiliki *sign* atau penanda dan tidak semuanya dalam kondisi baik.

- *Poor* (0 pts)

Tidak ada usaha untuk memasang *sign* atau penanda di jalur pipa meski pada jalur tersebut memungkinkan untuk dipasang. Ketika tidak ada *sign* atau penanda yang dipasang maka berikan poin ini untuk menunjukkan nilai risiko tinggi.

f. Patrol Frequency (20%)

Variabel *patrol frequency* adalah variabel yang menilai frekuensi dari patroli yang dilakukan oleh pihak perusahaan. Nilai yang dapat diberikan pada variabel ini antara 0 – 20 pts. Berikut ini panduan penilaiannya:

- | | |
|---|--------|
| • Setiap hari | 15 pts |
| • 4 hari seminggu | 12 pts |
| • 3 hari seminggu | 10 pts |
| • 2 hari seminggu | 8 pts |
| • Sehari seminggu | 6 pts |
| • Kurang dari 4 kali perbulan; lebih dari sekali perbulan | 4 pts |
| • Kurang dari sekali sebulan | 2 pts |
| • Tidak Pernah | 0 pts |

Perhitungan *Corrosion Index*

a. Atmospheric Corrosion (Not Applicable)

Variabel ini tidak dinilai dalam penelitian ini dikarenakan pipa yang dinilai terletak di dasar laut sehingga variabel *atmospheric corrosion* tidak relevan dalam penilaian risiko ini.

b. Internal Corrosion (25%)

Variabel *Internal Corrosion* adalah variabel yang menilai faktor-faktor yang terkait dengan korosi secara internal pipa baik faktor produk yang dialirkan maupun faktor perlindungan yang digunakan. Nilai yang dapat diberikan pada variabel ini antara 0 – 25 pts. Penilaian pada *internal corrosion* dibagi menjadi 2 yaitu:

- *Product corrosivity* (13%)

Variabel ini menilai apakah kandungan dari liquid yang ditransfer melalui pipa mengandung zat yang korosif terhadap material pipa. Berikut ini kriteria penilaiannya:

- *Strongly corrosive* (0 pts)

Bila kemungkinan terjadinya kerusakan akibat korosi sangat mungkin terjadi. Produk yang ditransferkan melalui pipa sangat tidak sesuai dengan material pipa. Bahan-bahan yang mengandung larutan garam, air, H₂S dan senyawa asam lainnya adalah contoh beberapa material yang sangat korosif terhadap pipa yang terbuat dari baja.

- *Mildly corrosive* (5 pts)

Bila kerusakan pada dinding bagian dalam pipa mungkin terjadi namun dalam proses yang lambat. Tidak mempunyai pengetahuan tentang korosivitas produk yang terkandung juga masuk dalam kategori ini. Asumsikan bahwa semua produk yang terkandung mempunyai dampak terhadap kerusakan pipa, kecuali sudah pernah ada pembuktian sebaliknya.

- *Corrosive only under special conditions* (9 pts)

Bila produk yang dibawa mempunyai korosivitas yang kecil, namun masih memungkinkan timbulnya senyawa yang korosif. Sebagai contoh hadirnya senyawa CO atau air laut pada *amethane pipeline* komponen ini biasanya dihilangkan sebelum ditransferkan ke dalam pipa, namun jika terjadi kerusakan peralatan maka senyawa ini akan terbawa.

- *Never corrosive* (13 pts)

Bila produk yang dibawa sangat tidak mungkin untuk merusak dinding pipa.

- *Internal protection* (12%)

Variabel *Internal Protection* adalah variabel yang menilai usaha apa saja yang dilakukan untuk melindungi pipa terutama dari korosi yang terjadi di internal pipa. Nilai yang dapat diberikan pada variabel ini antara 0 – 20 pts. Berikut ini panduan penilaiannya:

- Tidak ada

0 pts

- *Internal Monitoring* 2 pts
- *Inhibitor Injection* 4 pts
- Tidak diperlukan 12 pts
- *Internal Coating* 5 pts
- *Operational Measures* 3 pts
- *Pigging* 3 pts

c. *Submerged Pipe Corrosion* (75%)

Variabel *submerged pipe corrosion* adalah variabel yang menilai faktor-faktor terkait dengan korosi yang diakibatkan pipa tertanam/terpendam di dasar laut. Nilai yang dapat diberikan pada variabel ini antara 0 – 75 pts. Penilaian pada *submerged pipe corrosion* dibagi menjadi 3 yaitu:

- *Submerged Pipe Environment* (20%)

Yaitu sub variabel yang menilai bagaimana kondisi lingkungan pipa ditanam dan apakah lingkungan tersebut rentan terhadap *mechanical corrosion*. Penilaiannya yaitu:

▪ *Water Corrosivity*

- | | |
|---------------------|------------------|
| <500 ohm-cm | 0 pts |
| 500 – 10.000 ohm-cm | 2 pts |
| >10.000 ohm-cm | 4 pts |
| Tidak diketahui | 0 pts |
| Situasi khusus | -1pts s/d -4 pts |

▪ *Mechanical Corrosion*

Ditentukan berdasarkan nilai persen *stress level* atau persen MOP yang ditabulasi silang dengan nilai *Environment*.

% MOP

$$= \frac{\text{Operating Pressure Tertinggi yang Pernah Tercapai}}{\text{MOP}}$$

Tabel 1. Tabulasi Faktor Lingkungan dan persen MOP

Environment	%MOP			
	0-20%	21-50%	51-75%	>75%
0	3	2	1	1
4	4	3	2	1
9	4	4	3	2
14	5	5	4	3

- *Cathodic Protection (30%)*

Yaitu sub variabel yang menilai bagaimana efektifitas dari cathodic protection yang dipasang dan apakah ada potensi gangguan-gangguan dari luar. Penilaiannya yaitu:

- *Effectiveness*
- *Interference Potential*

- *Coating (25%)*

Yaitu sub variabel yang menilai bagaimana kesesuaian dan kondisi dari *coating* yang diaplikasikan untuk melindungi dari korosi. Penilaiannya yaitu:

- *Fitness*

Good (12 pts)

Coating yang digunakan berkualitas tinggi dan sesuai dengan lingkungan sekitarnya

Fair (9 pts)

Coating yang digunakan tepat namun tidak didesain untuk kondisi tertentu

Poor (3 pts)

Coating diterapkan namun tidak sesuai dengan kondisi lingkungan yang ada

Absent (0 pts)

Tidak dipasang *coating*

- *Condition*

Good (13 pts)

Terdapat pelaporan adanya kerusakan pada *coating* dan perbaikan terhadap kerusakan *coating* yang terjadwal

Fair (9 pts)

Kerusakan *coating* dilaporkan secara informal dan proses reparasi cacat *coating* dilakukan pada waktu yang tidak terjadwal

Poor (3 pts)

Cacat *coating* tidak dilaporkan secara konsisten dan tidak ada proses reparasi

Absent (0 pts)

Perhatian yang diberikan terhadap cacat *coating* sangat sedikit atau bahkan tidak dilakukan sama sekali.

Perhitungan *Design Index*

a. Safety Factor (25%)

Pipe Safety Factor ditentukan berdasarkan rasio ketebalan aktual pipa dibagi dengan ketebalan desain pipa.

Tabel MOP Ratio

MOP Ratio	Points
2.0	25 pts
1.75 – 1.99	20 pts
1.50 – 1.74	15 pts
1.25 – 1.49	10 pts
1.10 – 1.24	5 pts
1.00 – 1.09	0 pts
< 1.00	-8 pts

Berikut ini rumus yang digunakan:

$$(\text{Design} - \text{to} - \text{MOP ratio}) - 1 = \text{Points}$$

a. *Fatigue* (15%)

Fatigue adalah terlemahkannya material karena terpapar oleh beban tekanan secara terus menerus. Beban tekanan yang tinggi dan berulang-ulang dapat menyebabkan kerusakan lebih parah. Faktor-faktor seperti kondisi lingkungan pipa, geometri, jenis material yang diangkut, temperatur lingkungan, jenis pengelasan dan lain sebagainya.

Tabel Tabulasi Lifetime Cycles dan persenMOP

% MOP	Lifetime cycles				
	$<10^3$	$10^3 - 10^4$	$10^4 - 10^5$	$10^5 - 10^6$	$>10^6$
100	7	5	3	1	0
90	9	6	4	2	1
75	10	7	5	3	2
50	11	8	6	4	3
25	12	9	7	5	4
10	13	10	8	6	5
5	14	11	9	7	6

b. *Surge Potential* (10%)

Merupakan tekanan gas/fluida terhadap sistem perpipaan, akibat aliran gas/fluida dalam pipa. Terjadinya perubahan aliran secara tiba-tiba mengakibatkan energi kinetik terkonversi menjadi energi potensial. Perubahan aliran gas/fluida dapat terjadi akibat kegiatan operasional system perpipaan seperti kegiatan buka/tutup *valve* dan *turn on-off system*. Skor ditetapkan berdasarkan terjadinya tekanan yang meningkat 10 persen dari MAOP dan dikategorikan sebagai berikut:

- *High probability* (0 pts)

Bila perangkat penutupan, peralatan, modulus cairan, dan kecepatan fluida semua mendukung kemungkinan terjadinya lonjakan tekanan. Tidak ada pencegahan mekanik yang terpasang. Prosedur operasi untuk mencegah lonjakan tekanan juga tidak ada.

- *Low probability* (5 pts)

Bila lonjakan tekanan dapat terjadi (cairan modulus dan kecepatan dapat menghasilkan lonjakan tekanan), tetapi telah ditangani oleh perangkat mekanis seperti tank gelombang, katup relief, dan penutupan katup lambat, selain protokol operasi. Probabilitas rendah untuk terjadinya lonjakan tekanan.

- *Impossible* (10 pts)

Bila jenis produk yang dibawa tidak memungkinkan terjadinya lonjakan tekanan lebih dari 10 persen MAOP dalam keadaan apapun.

c. *Integrity Verification* (25%)

Merupakan metode untuk menilai dampak risiko berbasikan waktu sejak tes terakhir dan level tes (berhubungan dengan normal tekanan maksimum pada saat operasi).

- Dengan memperhatikan data tekanan hidrostatik. Perhitungan skor H, dimana $H = (\text{tekanan tes} / \text{MAOP})$

$$H < 1.10 \quad (1.10 = \text{test pressure } 10 \text{ persen above MOP})$$

0pts

$$1.11 < H < 1.25 \quad 5 \text{ pts}$$

$$1.26 < H < 1.40 \quad 10 \text{ pts}$$

$$H > 1.41 \quad 15 \text{ pts}$$

- Poin = 10 - (waktu sejak terakhir dilakukan tes)

(minimum = 0 points)

Tes dilakukan 4 tahun yang lalu 6 pts

Tes dilakukan 10 tahun yang lalu 0 pts

Jumlahkan poin (i) dan (ii) untuk mendapatkan jumlah skor *hydrostatic test*. Maksimum skor yang dapat diberikan adalah

hydrostatic test yang dilakukan dengan tekanan diatas 40 persen dari MOP dan dilakukan dalam 1 tahun kebelakang.

d. *Stability (25%)*

Merupakan metode untuk menilai dampak risiko berdasarkan pada stabilitas dari kondisi dasar dan arus laut. Nilai yang dapat diberikan pada variabel ini antara 0 – 25 pts.

Berikut ini panduan penilaiannya:

- *High (0 pts)*

Salah satu kondisi berikut ini cukup untuk diberikan nilai tertinggi: area dimana kerusakan akibat pergerakan tanah dan/atau gelombang air sangat umum terjadi; area dimana gelombang energi air laut dapat menyebabkan perubahan morfologi dasar laut yang signifikan; area dimana bentang pipa yang tidak tersupport dengan baik; area dimana arus laut cukup untuk menyebabkan *freespan* yang memperparah fatigue pipa akibat beban berlebihan bahkan dapat mengakibatkan pipa bergeser dari posisi semula; area dimana pergerakan dasar bumi, tanah longsor, tanah yang mudah amblas, creep, atau pergerakan bumi lainnya sering terjadi; pergerakan gunung-gunung es pada lokasi seperti kutub; pipa yang termasuk dalam salah satu kondisi di atas. Pipa yang kurang fleksibel, dalam kondisi seperti ini harus dimasukkan dalam kategori potensi tinggi ini, karena kapasitas pipa tersebut berkurang untuk menahan tekanan eksternal tertentu.

- *Medium (15 pts)*

Pergerakan tanah yang merusak mungkin terjadi namun tidak mungkin untuk secara rutin mempengaruhi pipa karena letak kedalaman dan posisi pipa tersebut. Bentang pipa yang tidak tersupport dengan baik mungkin ada, tetapi relatif stabil. Energi air laut kadang-kadang (tapi tidak terus menerus) cukup parah untuk menyebabkan osilasi. Peristiwa langka memiliki probabilitas kerusakan yang tinggi jika mereka harus terjadi.

- *Low (20 pts)*
Bukti pergerakan tanah atau pipa yang tidak tersupport jarang terjadi. Daerah terpasangnya pipa dikategorikan stabil dari keadaan yang berpotensi merusak pipa dan juga pipa dalam kondisi terisolasi dari ancaman-ancaman seperti yang disebutkan sebelumnya. Pipa yang tidak fleksibel termasuk dalam kategori ini bahkan jika ancaman potensial dipandang sebagai "tidak ada."
- *None (25 pts)*
Tidak ada kemungkinan terjadinya kerusakan akibat pergerakan tanah maupun arus laut .

Perhitungan *Incorrect Operations Index*

A1. *Hazard Identification* (4%)

Merupakan kegiatan identifikasi bahaya yang dilakukan untuk mengetahui potensi-potensi bahaya yang timbul di jalur pipa. Kegiatan penilaian ini dilakukan dengan cara pengumpulan bukti-bukti dokumen dalam pelaksanaan identifikasi bahaya.

- Dilakukan Identifikasi bahaya 4 pts
- Tidak dilakukan Identifikasi bahaya 0 pts

A2. *MOP Potential* (12%)

Merupakan variabel yang menilai frekuensi terlampauinya MOP dari suatu Pipa. Semakin sering MOP terlampaui maka semakin besar juga tingkat risiko yang dihasilkan

- Rutin 0 pts
- Jarang Terjadi 5 pts
- Sangat Jarang 10 pts
- Tidak Mungkin 12 pts

A3. *Safety Systems* (10%)

Merupakan variabel yang menilai keberadaan sistem keselamatan pada jalur pipa. Berikut ini cara penilaiannya:

- Tidak ada *safety devices* yang dipasang 0 pts
- *On site, one level only* 3 pts
- *On site, two or more levels* 6 pts
- *Remote, observation only* 1 pts
- *Remote, observation and control* 3 pts
- *Non-owned active witnessing* -2 pts
- *Non-owned no involvement* -3 pts
- *Safety systems* tidak diperlukan 10 pts

A4. *Material Selections* (2%)

Merupakan variabel yang menilai apakah ada dokumentasi yang membuktikan bahwa dilakukan pemilihan material yang sesuai untuk digunakan pada kondisi lingkungan tempat pipa akan dipasang.

- Kontrol dilakukan dalam pemilihan material 2 pts
- Kontrol tidak dilakukan 0 pts

A5. *Checks* (2%)

Merupakan variabel yang menilai apakah ada proses pengecekan terhadap desain pipa yang dibuat yang dilakukan oleh personel yang kompeten.

- Pengecekan dilakukan 2pts
- Pengecekan tidak dilakukan 0 pts

B1. *Inspections* (10%)

Merupakan variabel yang menilai apakah pada tahapan konstruksi dilakukan inspeksi oleh personel yang kompeten dalam menilai seluruh aspek dalam konstruksi pipa.

- Inspeksi dilakukan 10 pts
- Inspeksi tidak dilakukan 0 pts

B2. *Materials* (2%)

Merupakan variabel yang menilai apakah telah dilakukan verifikasi terhadap material atau komponen yang akan dipasang.

- Verifikasi material dilakukan 2 pts
- Verifikasi material tidak dilakukan 0 pts

B3. *Joining* (2%)

Merupakan variabel yang menilai apakah dilakukan pemeriksaan pada sambungan yang dilakukan oleh 2 inspektur kompeten yang berfungsi untuk mengurangi bias.

- Inspeksi dilakukan oleh 2 inspektur 2 pts
- Inpeksi dilakukan oleh 1 inspektur 0 pts

B4. *Backfill* (2%)

Merupakan variabel yang menilai apakah material dan proses yang digunakan untuk backfill sesuai dengan prosedur dan dilakukan dengan cara yang baik untuk menghindari kerusakan pada coating pipa.

- Pengetahuan dan praktek *backfill* yang baik 2 pts
- Pengetahuan dan praktek *backfill* yang buruk 0 pts

B5. *Handling* (2%)

Merupakan variabel yang menilai bagaimana proses penanganan (termasuk penyimpanan) pipa dilakukan.

- Proses penanganan yang baik 2 pts
- Proses penanganan yang buruk 0 pts

B6. *Coating* (2%)

Merupakan variabel yang menilai bagaimana proses pemasangan coating apakah disupervisi dan di kontrol dengan baik oleh personel yang kompeten.

- Dilakukan kontrol dan supervisi 2pts
- Tidak dilakukan kontrol dan supervisi 0 pts

C1. *Procedure* (7%)

Merupakan variable yang menilai apakah terdapat prosedur tertulis yang relevan terhadap pengoperasian pipa.

- Prosedur aktif dan direview secara berkala 7 pts
- Prosedur expired 0 pts

C2. *SCADA/Communications* (3%)

Merupakan variabel yang menilai apakah ada *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) yang digunakan dalam pengoperasian pipa.

- Tersedia sistem SCADA 3 pts
- Tidak tersedia sistem SCADA 0 pts

C3. *Drug Testing* (2%)

Merupakan variabel yang menilai apakah dilakukan tes narkoba pada pekerja yang terlibat dalam pengoperasian pipa.

- Ada 2 pts
- Tidak ada 0 pts

C4. *Safety Program* (2%)

Merupakan variabel yang menilai apakah program keselamatan di perusahaan diimplementasikan dengan kuat sehingga berdampak pada perilaku pekerja.

- Program Keselamatan diimplementasikan 2 pts
- Tidak diimplementasikan dengan kuat 0 pts

C5. *Survey/Maps/Records* (5%)

Merupakan variabel yang menilai apakah dilakukan pemetaan kondisi pipa secara berkala.

- Tersedia peta dan catatan terkait pipa 5pts
- Tidak tersedia peta dan catatan terkait pipa 0 pts

C6. *Training* (10%)

Merupakan variabel yang menilai bagaimana training yang relevan terhadap proses pengoperasian pipa dilakukan di perusahaan:

- *Documented minimum requirements* 2 pts
- *Testing* 2 pts
- *Topics covered:*
 - *Product characteristics* 0.5 pts
 - *Pipeline material stresses* 0.5 pts
 - *Pipeline corrosion* 0.5 pts
 - *Control and operations* 0.5 pts
 - *Maintenance* 0.5 pts
 - *Emergency drills* 0.5 pts
- *Job procedures (as appropriate)* 2 pts
- *Scheduled retraining* 1 pt

C7. Mechanical Preventers (6%)

Merupakan variabel yang menilai

- *Three-way valves with dual instrumentation* 4 pts
- *Lock-out devices* 2 pts
- *Key-lock sequence programs* 2 pts
- *Computer permissives* 2 pts
- *Highlighting of critical instruments* 1 Pt

D1. Documentation (2%)

Merupakan variabel yang menilai apakah ada dokumentasi dalam pelaksanaan maintenance terutama pada bagian-bagian yang kritikal.

- Ada dokumentasi 2 pts
- Tidak ada 0 pts

D2. Schedule (3%)

Merupakan variabel yang menilai apakah terdapat *schedule* formal dalam pelaksanaan pemeliharaan yang bersifat rutin.

- Terdapat *schedule* 3 pts
- Tidak terdapat *schedule* 0 pts

D3. Procedures (10%)

Merupakan variabel yang menilai apakah tersedia prosedur tertulis dalam hal perbaikan maupun pemeliharaan rutin.

- Prosedur tersedia 10 pts
- Prosedur tidak tersedia 0 pts

Perhitungan Leak Impact Factor

Penilaian terhadap faktor dampak dilakukan dengan menghitung besarnya nilai *Leak Impact Factor* (LIF). Kategori konsekuensi dalam LIF diwakili oleh tiga faktor, yaitu:

1. Environment (30%)
2. Safety (40%)
3. Production Loss (30%)

Pada tabel di bawah ditunjukkan variabel *receptor* yang dinilai, mencakup dampak kejadian tumpahnya hidrokarbon bagi lingkungan disekitar wilayah jalur pipa yang dinilai. Berbeda dengan jalur pipa yang berada di *onshore*, kepadatan populasi menjadi faktor yang kurang dominan. Jarak ke tempat rekreasi (pantai dan pemancingan), pelabuhan, area sensitif menjadi pertimbangan dalam penilaian pada variabel ini.

Nilai	Environmental Sensitivity Description	Persentase Bobot
13.5	Tempat bersarang atau tempat berkembang biak spesies yang terancam punah; area vital tempat spesies berkembang biak; area dimana spesies terancam punah berkumpul dalam jumlah besar.	15%
12	Hutan bakau; sumber air bersih bagi masyarakat (air permukaan maupun air tanah); potensi dampak yang sangat serius.	
10.5	Kerusakan serius yang sulit untuk diperbaiki;	
9	Garis pantai yang terdiri dari kerikil bebatuan	
7.5	Pantai pasir bercampur dengan kerikil; kondisi topography yang menyebabkan penyebaran lebih luas (lereng, kondisi tanah & arus air); potensi kerusakan yang lebih serius	
6	Pantai berpasir kasar; taman dan hutan nasional	
4.5	Pantai berpasir halus; sedikit sulit dalam remediasi; penggunaan <i>spill dispersant</i> lebih dari batas normal	
3	Kerusakan kecil pada lingkungan.	
1.5	Garis pantai dengan pantai berbatu (tebing)	
0	Tidak ada kerusakan lingkungan	

Sumber: Muhlbauer, 2004

Tabel di bawah menunjukkan penilaian terkait variabel *spill & dispersion* dengan pendekatan kualitatif. Variabel ini menilai bagaimana jenis tumpahan dan pola penyebarannya berdampak pada lingkungan disekitarnya.

Nilai	Spill & Dispersion Description	Persentase Bobot
15	High Bahan yang sangat mudah larut tumpah ke arus kuat. Kondisi sangat mendukung untuk pencampuran hidrokarbon dengan air dan berpindah jauh secara cepat dari titik lokasi tumpahan sehingga hidrokarbon tersebut mudah menyebar.	15%
9	Medium Pencampuran antara hidrokarbon dan air mungkin terjadi dalam kondisi normal atau bercampur secara keseluruhan dalam kondisi tertentu. Pergerakan dari campuran terjadi, namun relatif lambat atau dalam arah yang menjauh dari reseptor lingkungan.	
5	Low Bahan bercampur tumpah ke air yang tenang. Materi yang tumpah akan cenderung terpisah dari air. Pergerakan bahan yang tumpah akan sangat kecil. kondisi arus rendah. Tumpahan bersifat lokal dan relatif mudah untuk dibersihkan.	

Sumber: Muhlbauer, 2004

Variabel *emergency respons* (tanggap darurat) berpengaruh terhadap penyesuaian terhadap nilai LIF (*Leak Impact Factor*) untuk faktor lingkungan (*Environment*). Jika ada suatu program terkait dengan kesiapan tanggap darurat yang baik dan dilakukan latihan keadaan darurat (*emergency drill*) secara berkala setiap tahunnya sehingga kemungkinan dapat mengurangi nilai LIF Lingkungan hingga 50 persen.

Variabel *safety* (keamanan) menilai bagaimana dampak dari kebocoran berpengaruh terhadap keamanan personel atau orang yang bekerja disekitar anjungan atau pipa.

Variabel	Nilai	Persentase Bobot
a. Safety to Operator		15%
<i>Water line</i>	0 poin	
<i>Oil line connected to NUI</i>	4 poin	
<i>Gas line connected to NUI</i>	6 poin	
<i>Oil line Flowstation</i>	8 poin	
<i>Gas line connected to Flowstation</i>	10 poin	
<i>Gas line connected to Export</i>	12 poin	
b. Safety to Public		15%
<i>Restricted Area (DTT)</i>	1 poin	
<i>Limited Area (DT)</i>	6 poin	
<i>Local/International shipping lane</i>	10 poin	
<i>Onshore</i>	12 poin	
c. H2S		10%
<i>0-500 ppm</i>	0 – 10 poin	
<i>>500ppm</i>	12 poin	

(Sumber: Dokumen Risk Management PHE ONWJ)

Variabel *production loss* (kehilangan produksi) menilai bagaimana dampak dari kebocoran berpengaruh terhadap target produksi perusahaan. Tabel di bawah menunjukkan penilaian terkait faktor *production loss*.

Variabel	Nilai	Persentase Bobot
0	0 poin	30%
0-350	2 poin	
350-700	4 poin	
700-1700	8 poin	
1700-3400	6 poin	
3400-5100	8 poin	
> 5100	10 poin	

(Sumber: Dokumen Risk Management PHE ONWJ)

LAMPIRAN II

HASIL KUESIONER PEMBERIAN NILAI PEMBOBOTAN KRITERIA DAN ALTERNATIF

I. Pembobotan dengan metode *expert judgement*

Pembobotan dilakukan dengan memberikan kuesioner kepada lima orang responden dimana tiga orang diantaranya adalah nara sumber ahli dan dua lainnya dari operasi lapangan Arjuna.

Untuk menyatukan pendapat dari kelima responden dihitung rata-ratanya untuk dijadikan hasil akhir pembobotan, dengan menggunakan persamaan rata-rata geometri:

$$GM = \sqrt[n]{(X_1)(X_2) \dots (X_n)}$$

Dimana,

$GM = \text{Geometric Mean}$ = angka rata-rata responden

X_1 = pakar ke 1

X_2 = pakar ke 2

X_n = pakar ke 5

Hasil perhitungan rata-rata pembobotan para pakar seperti ditunjukkan pada Tabel 3 sampai dengan Tabel 10. Pada Tabel 3 menunjukkan pembobotan antar kriteria, sedangkan pada Tabel 4 sampai dengan Tabel 10 adalah pembobotan untuk setiap alternatif pada setiap kriteria.

Dalam pemilihan sistem pengendalian risiko pipa migas bawah laut Lapangan Arjuna dampak jalur baru pelayaran peti kemas pelabuhan Patimban, ditentukan beberapa kriteria dari hasil diskusi dan konsultasi dengan nara sumber ahli, terutama untuk spesifik lapangan migas ONWJ, sehingga didapat tujuh kriteria dengan masing-masing alasannya seperti ditunjukkan pada Tabel 1.

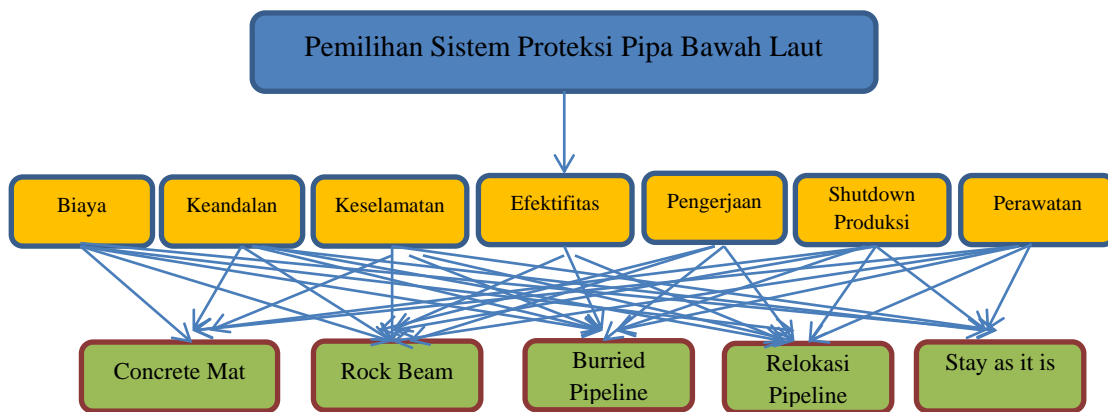
Tabel 1 Kriteria Pertimbangan Pemilihan Sistem Proteksi Pipa Bawah Laut

No	Kriteria	Deskripsi	Alasan
1	Biaya	Pertimbangan dari biaya termasuk harga material, teknologi, engineering, pemasangan sistem proteksi pipa	Biaya investasi akan mempengaruhi <i>cash flow</i> perusahaan
2	Keandalan	Kekuatan dan ketahanan pipa terhitung sejak pipa dipasang	Lebih kuat dan lebih andal akan lebih baik bagi kelangsungan operasi & produksi
3	Keselamatan	Faktor keselamatan sistem proteksi pipa pada saat sistem proteksi tersebut dioperasikan	Sistem jangan sampai mengancam keselamatan manusia dan lingkungan
4	Efektifitas	Pengendalian risiko harus efektif dalam menghilangkan atau mengurangi risiko	Sistem tidak boleh mengalami kegagalan dalam fase operasi
5	Pengerjaan	Kemudahan dalam proses pengerjaan, termasuk juga waktu yang dibutuhkan untuk pengerjaannya	Pengerjaan sistem harus mudah dan dalam waktu yang singkat agar tidak banyak menginterupsi operasi
6	Shutdown Produksi	Efek pemasangan sistem proteksi terhadap proses produksi migas	Tidak ada atau minimal <i>loss production</i>
7	Perawatan	Biaya dan kemudahan yang timbul dari proses perawatan pipa pada fase operasi	Perawatan harian paska pemasangan harus yang mudah, murah dan efektif

Sedangkan alternatif pilihannya adalah:

1. Penambahan penguatan pipa secara eksternal dengan *Concrete Mat*
2. Penambahan penguatan pipa secara eksternal dengan *Rock Beam*
3. Pipa dikubur dengan kedalaman yang aman
4. Relokasi pipa ke tempat aman
5. Dibiarkan saja seperti saat ini

Bagan hirarki seperti ditunjukkan pada Gambar 1.



Gambar 1. Pemilihan Sistem Proteksi Pipa Bawah Laut

II. Pembobotan Kriteria dan Alternatif

Pemberian nilai pembobotan mengacu pada Tabel 2.

Tabel 2 Skala Perbandingan Saaty

Intensitas kepentingan skala absolut	Keterangan
1	Kedua elemen sama pentingnya, Dua elemen mempunyai pengaruh yang sama besar
2	Nilai-nilai antara dua nilai pertimbangan-pertimbangan yang berdekatan, Nilai ini diberikan bila ada dua kompromi di antara 2 pilihan
3	Elemen yang satu sedikit lebih penting daripada elemen yang lainnya, pengalaman dan penilaian sedikit menyokong satu elemen dibandingkan elemen yang lainnya
4	Nilai-nilai antara dua nilai pertimbangan-pertimbangan yang berdekatan, Nilai ini diberikan bila ada dua kompromi diantara 2 pilihan
5	Elemen yang satu lebih penting daripada yang lainnya, Pengalaman dan penilaian sangat kuat menyokong satu elemen dibandingkan elemen yang lainnya.
6	Nilai-nilai antara dua nilai pertimbangan-pertimbangan yang berdekatan, Nilai ini diberikan bila ada dua kompromi diantara 2 pilihan
7	Satu elemen jelas lebih mutlak penting daripada elemen lainnya, Satu elemen yang kuat disokong dan dominan terlihat dalam praktek
8	Nilai-nilai antara dua nilai pertimbangan-pertimbangan yang berdekatan, Nilai ini diberikan bila ada dua kompromi diantara 2 pilihan
9	Satu elemen mutlak penting daripada elemen lainnya, bukti yang mendukung elemen yang satu terhadap elemen lain memiliki tingkat penegasan tertinggi yang mungkin menguatkan

III. Hasil Perhitungan Rata-rata Dari Pertanyaan

1. Pertanyaan Kriteria

“Dalam memutuskan untuk melakukan pengendalian risiko pipa migas bawah laut khususnya yang akan dipergunakan di Lapangan Arjuna ONWJ sebagai langkah proteksi atau mitigasi risiko yang bersifat preventif, seberapa pentingkah anda mempertimbangkan kriteria dibawah ini dibandingkan dengan kriteria lainnya?”

Tabel 3 Pembobotan Antar Kriteria

Pembobotan Antar Kriteria																			
Kriteria	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Kriteria	
Biaya (Cost)															X			Keandalan (Reliability)	
Biaya (Cost)										X								Keselamatan (Safety)	
Biaya (Cost)														X				Efektifitas (Effectiveness)	
Biaya (Cost)													X					Pengerjaan (Construction)	
Biaya (Cost)											X							Shutdown Production	
Biaya (Cost)										X								Perawatan (Manintenance)	
Keandalan (Reliability)								X										Keselamatan (Safety)	
Keandalan (Reliability)						X												Efektifitas (Effectiveness)	
Keandalan (Reliability)							X											Pengerjaan (Construction)	
Keandalan (Reliability)					X													Shutdown Production	
Keandalan (Reliability)				X														Perawatan (Manintenance)	
Keselamatan (Safety)							X											Efektifitas (Effectiveness)	
Keselamatan (Safety)								X										Pengerjaan (Construction)	
Keselamatan (Safety)						X												Shutdown Production	
Keselamatan (Safety)					X													Perawatan (Manintenance)	
Efektifitas (Effectiveness)										X								Pengerjaan (Construction)	
Efektifitas (Effectiveness)								X										Shutdown Production	
Efektifitas (Effectiveness)							X											Perawatan (Manintenance)	
Pengerjaan (Construction)							X											Shutdown Production	
Pengerjaan (Construction)						X												Perawatan (Manintenance)	
Shutdown Production							X											Perawatan (Manintenance)	

2. Alternatif dari Kriteria

“Dalam memutuskan untuk melakukan pengendalian risiko pipa migas bawah laut khususnya yang akan dipergunakan di Lapangan Arjuna sebagai langkah proteksi atau mitigasi risiko yang bersifat preventif, seberapa pentingkah anda mempertimbangkan alternatif dibawah ini dipandang dari sudut kriteria masing-masing?”

Tabel 4 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Biaya

Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Biaya (<i>Cost</i>)																			
Alternatif	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Alternatif	
Concrete Mat										X								Rock Beam	
Concrete Mat												X						Pipa Dikubur (Burried)	
Concrete Mat											X							Relokasi Pipa (Relocation)	
Concrete Mat													X					Dibiarkan (As It Is)	
Rock Beam											X							Pipa Dikubur (Burried)	
Rock Beam										X								Relokasi Pipa (Relocation)	
Rock Beam												X						Dibiarkan (As It Is)	
Pipa Dikubur (Burried)								X										Relokasi Pipa (Relocation)	
Pipa Dikubur (Burried)										X								Dibiarkan (As It Is)	
Relokasi Pipa (Relocation)												X						Dibiarkan (As It Is)	

Tabel 5 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Keandalan

Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Keandalan (<i>Reliability</i>)																			
Alternatif	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Alternatif	
Concrete Mat											X							Rock Beam	
Concrete Mat						X												Pipa Dikubur (Burried)	
Concrete Mat							X											Relokasi Pipa (Relocation)	
Concrete Mat					X													Dibiarkan (As It Is)	
Rock Beam							X											Pipa Dikubur (Burried)	
Rock Beam								X										Relokasi Pipa (Relocation)	
Rock Beam						X												Dibiarkan (As It Is)	
Pipa Dikubur (Burried)										X								Relokasi Pipa (Relocation)	
Pipa Dikubur (Burried)								X										Dibiarkan (As It Is)	
Relokasi Pipa (Relocation)							X											Dibiarkan (As It Is)	

Tabel 6 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Keselamatan

Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Keselamatan (<i>Safety</i>)																			
Alternatif	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Alternatif	
Concrete Mat										X								Rock Beam	
Concrete Mat					X													Pipa Dikubur (Burried)	
Concrete Mat						X												Relokasi Pipa (Relocation)	
Concrete Mat				X														Dibiarkan (As It Is)	
Rock Beam				X														Pipa Dikubur (Burried)	
Rock Beam								X										Relokasi Pipa (Relocation)	
Rock Beam		X																Dibiarkan (As It Is)	
Pipa Dikubur (Burried)											X							Relokasi Pipa (Relocation)	
Pipa Dikubur (Burried)						X												Dibiarkan (As It Is)	
Relokasi Pipa (Relocation)								X										Dibiarkan (As It Is)	

Tabel 7 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Efektifitas

Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Efektifitas (<i>Effectiveness</i>)																			
Alternatif	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Alternatif	
Concrete Mat											X							Rock Beam	
Concrete Mat							X											Pipa Dikubur (Burried)	
Concrete Mat								X										Relokasi Pipa (Relocation)	
Concrete Mat						X												Dibiarkan (As It Is)	
Rock Beam							X											Pipa Dikubur (Burried)	
Rock Beam						X												Relokasi Pipa (Relocation)	
Rock Beam				X														Dibiarkan (As It Is)	
Pipa Dikubur (Burried)													X					Relokasi Pipa (Relocation)	
Pipa Dikubur (Burried)								X										Dibiarkan (As It Is)	
Relokasi Pipa (Relocation)			X															Dibiarkan (As It Is)	

Tabel 8 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Pengerjaan

Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Pengerjaan (<i>Construction</i>)																		
Alternatif	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Alternatif
Concrete Mat										X								Rock Beam
Concrete Mat							X											Pipa Dikubur (Burried)
Concrete Mat								X										Relokasi Pipa (Relocation)
Concrete Mat			X															Dibiarkan (As It Is)
Rock Beam					X													Pipa Dikubur (Burried)
Rock Beam							X											Relokasi Pipa (Relocation)
Rock Beam				X														Dibiarkan (As It Is)
Pipa Dikubur (Burried)												X						Relokasi Pipa (Relocation)
Pipa Dikubur (Burried)						X												Dibiarkan (As It Is)
Relokasi Pipa (Relocation)					X													Dibiarkan (As It Is)

Tabel 9 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria *Shutdown*


Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria <i>Shutdown Production</i>																			
Alternatif	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Alternatif	
Concrete Mat											X							Rock Beam	
Concrete Mat				X														Pipa Dikubur (Burried)	
Concrete Mat						X												Relokasi Pipa (Relocation)	
Concrete Mat					X													Dibiarkan (As It Is)	
Rock Beam						X												Pipa Dikubur (Burried)	
Rock Beam							X											Relokasi Pipa (Relocation)	
Rock Beam						X												Dibiarkan (As It Is)	
Pipa Dikubur (Burried)											X							Relokasi Pipa (Relocation)	
Pipa Dikubur (Burried)								X										Dibiarkan (As It Is)	
Relokasi Pipa (Relocation)							X											Dibiarkan (As It Is)	

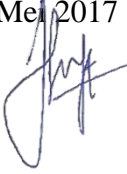
Tabel 10 Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Perawatan


Pembobotan Antar Alternatif Pada Kriteria Perawatan (<i>Maintenance</i>)																			
Alternatif	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Alternatif	
Concrete Mat												X						Rock Beam	
Concrete Mat						X												Pipa Dikubur (Burried)	
Concrete Mat								X										Relokasi Pipa (Relocation)	
Concrete Mat			X															Dibiarkan (As It Is)	
Rock Beam							X											Pipa Dikubur (Burried)	
Rock Beam								X										Relokasi Pipa (Relocation)	
Rock Beam	X																	Dibiarkan (As It Is)	
Pipa Dikubur (Burried)												X						Relokasi Pipa (Relocation)	
Pipa Dikubur (Burried)						X												Dibiarkan (As It Is)	
Relokasi Pipa (Relocation)							X											Dibiarkan (As It Is)	


IV. Data Responden

Nama : Margaretha Thaliharjanti
 Jabatan : HSSE & Risk Mamangement Manager
 Institusi : PHE ONWJ
 Lama Bekerja : 17thn
 Pendidikan Terakhir : S1 Teknik Kimia ITB
 Tanggal : 3 Mei 2017
 Tandatangan : 

Nama : Firmansyah
 Jabatan : HSE Performance Analist
 Institusi : PT. PHE ONWJ
 Lama Bekerja : 4 tahun
 Pendidikan Terakhir : S2 Keselamatan dan Kesehatan Kerja UI
 Tanggal : 3 Mei 2017
 Tandatangan : 

Nama : Jimmy J T Samara
Jabatan : Production Superintendent
Institusi : PT. PHE ONWJ
Lama Bekerja : 12 tahun
Pendidikan Terakhir : S1
Tanggal : 4 Mei 2017
Tandatangan : 

Nama : Bambang Sisharyono
Jabatan : Safety Operations Asst. Manager
Institusi : PT PHE ONWJ
Lama Bekerja : 34 Tahun
Pendidikan Terakhir : S2 Keselamatan dan Kesehatan Kerja UI
Tanggal : 5 Mei 2017
Tandatangan : 

Nama : Rahmat Ali Hakim
Jabatan : Operations Technical Authority
Institusi : PHE ONWJ
Lama Bekerja : Sejak 2014
Pendidikan Terakhir : S2 (MBA) ITB
Tanggal : 6 Mei 2017
Tandatangan : 

LAMPIRAN III

HASIL ANALISIS PEMILIHAN PENGENDALIAN RISIKO PIPA MIGAS METODE AHP DENGAN SOFTWARE EXCEL

Pembobotan Kriteria Penilaian Pemilihan Sistem Proteksi Pipa

Setelah dilakukan pengolahan dan analisis data yang berasal dari beberapa sumber, akan diperoleh hasil berupa daftar bobot prioritas dari hasil penilaian terhadap kriteria-kriteria yang dipilih yaitu biaya (*cost*), keandalan (*reliability*), keselamatan (*safety*), keefektifan (*effectiveness*), kehilangan produksi (*shutdown production*), dan pemeliharaan (*maintenance*). Hasil perbandingan berpasangan dan normalisasi kriteria menggunakan *software Excel* seperti ditunjukkan pada Tabel 1. dan Tabel 2.

Tabel 1. Matriks Perbandingan Berpasangan Kriteria Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa

Matriks Perbandingan Berpasangan Kriteria							
KRITERIA	COST	RELIABILITY	SAFETY	EFFECTIVENESS	CONSTRUCTION	PRODUCTION	MAINTENANCE
COST	1.000	0.143	0.500	0.167	0.200	0.333	0.500
RELIABILITY	7.000	1.000	2.000	4.000	3.000	5.000	6.000
SAFETY	2.000	0.500	1.000	3.000	2.000	4.000	5.000
EFFECTIVENESS	6.000	0.250	0.333	1.000	0.500	2.000	3.000
CONSTRUCTION	5.000	0.333	0.500	2.000	1.000	3.000	4.000
PRODUCTION	3.000	0.200	0.250	0.500	0.333	1.000	3.000
MAINTENANCE	2.000	0.167	0.200	0.333	0.250	0.333	1.000
TOTAL	26.000	2.593	4.783	11.000	7.283	15.667	22.500

Tabel 2. Matriks Normalisasi Kriteria Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa

Matriks Normalisasi									
KRITERIA	COST	RELIABILITY	SAFETY	EFFECTIVENESS	CONSTRUCTION	PRODUCTION	MAINTENANCE	JUMLAH	PV
COST	0.038	0.055	0.105	0.015	0.027	0.021	0.022	0.284	0.041
RELIABILITY	0.269	0.386	0.418	0.364	0.412	0.319	0.267	2.434	0.348
SAFETY	0.077	0.193	0.209	0.273	0.275	0.255	0.222	1.504	0.215
EFFECTIVENESS	0.231	0.096	0.070	0.091	0.069	0.128	0.133	0.817	0.117
CONSTRUCTION	0.192	0.129	0.105	0.182	0.137	0.191	0.178	1.114	0.159
PRODUCTION	0.115	0.077	0.052	0.045	0.046	0.064	0.133	0.533	0.076
MAINTENANCE	0.077	0.064	0.042	0.030	0.034	0.021	0.044	0.313	0.045
TOTAL	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	7.000	1.000

Sehingga didapatkan nilai *priority vector* dari kriteria pemilihan pengendalian risiko pipa migas seperti ditunjukkan pada Tabel 3.

Tabel 3. *Priority Vector* Kriteria Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa

No	Variable	Bobot
1	Keandalan (Reliability)	34,8%
2	Keselamatan (Safety)	21,5%
3	Pengerjaan (Construction)	15,9%
4	Efektivitas (Effectiveness)	11,7%
5	Shutdown Production	7,6%
6	Perawatan (Maintenance)	4,5%
7	Biaya (Cost)	4,1%

Persentase *priority vector* yang tertinggi yaitu kriteria keandalan dengan persentase 34,8 persen. Artinya kriteria yang paling berpengaruh dalam pemilihan pengendalian risiko pipa adalah keandalan.

Selanjutnya dilakukan uji konsistensi melalui beberapa tahap, diantaranya yaitu :

Tahap 1 : Menentukan λ melalui persamaan ;

$$AB = \lambda B$$

Tahap 2 : Menentukan λ_{maks} melalui persamaan ;

$$\lambda_{maks} = \frac{\sum \lambda}{n}$$

Tahap 3 : Menentukan penyimpangan dari konsistensi yang dinyatakan dengan Indeks Konsistensi (Consistency Index) atau CI. Nilai CI didapat melalui persamaan ;

$$CI = \frac{\lambda_{maks} - n}{n - 1}$$

Tahap 4 : Menentukan Indeks Random (RI) yang merupakan Indeks Konsistensi (CI) matriks random dengan skala penilaian 1 s/d 9 beserta kebalikannya melalui persamaan ;

Tahap 5 : $RI = \frac{1,98(n-2)}{n}$ ng merupakan perbandingan antara CI dan RI untuk suatu matriks didefinisikan sebagai Ratio Konsistensi (CR), melalui persamaan ;

$$CR = \frac{CI}{RI}$$

Keterangan :

n = banyaknya elemen yang dibandingkan

Menurut Thomas L. Saaty hasil penilaian yang diterima adalah matriks yang mempunyai perbandingan konsistensi lebih kecil atau sama dengan 10 persen ($CR \leq 0.1$). Jika lebih besar dari angka 10 persen berarti penilaian yang telah dilakukan bersifat random dan perlu diperbaiki. Perhitungan konsistensi dari kriteria pemilihan pengendalian risiko pipa adalah sebagai berikut :

MATRIKS A =

1.000	0.143	0.500	0.167	0.200	0.333	0.500
7.000	1.000	2.000	4.000	3.000	5.000	6.000
2.000	0.500	1.000	3.000	2.000	4.000	5.000
6.000	0.250	0.333	1.000	0.500	2.000	3.000
5.000	0.333	0.500	2.000	1.000	3.000	4.000
3.000	0.200	0.250	0.500	0.333	1.000	3.000
2.000	0.167	0.200	0.333	0.250	0.333	1.000

MATRIKS B =

0.041
0.348
0.215
0.117
0.159
0.076
0.045

MATRIKS AB =

0.297
2.655
1.667
0.885
1.227
0.567
0.331

MATRIKS λ (AB/B) =

7.309
7.636
7.760
7.580
7.709
7.443
7.394

LAMDA MAX =

7.547

CI =

0.091

RI =

1.414

CR =

0.064

Hasil konsistensi dari kriteria pengendalian risiko pipa yaitu 0.064 yang $\leq 0,1$ sehingga konsisten dan dapat diterima.

Pembobotan Alternatif dari Kriteria Biaya

Kemudian dilakukan pembobotan alternatif terhadap masing-masing kriteria. Tabel 4. dan Tabel 5. memperlihatkan matriks perbandingan berpasangan dan matriks normalisasi alternatif dari kriteria biaya.

Tabel 4. Matriks Perbandingan Berpasangan Alternatif dari Kriteria Biaya Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa

MATRIKS PERBANDINGAN BERPASANGAN ALTERNATIF					
KRITERIA COST					
ALTERNATIF	Concrete Mattress	Rock Beam	Pipeline Burried	Pipeline Relocation	Stay at it is
Concrete Mattress	1.000	0.500	0.250	0.333	0.200
Rock Beam	2.000	1.000	0.333	0.500	0.250
Pipeline Burried	4.000	3.000	1.000	2.000	0.500
Pipeline Relocation	3.000	2.000	0.500	1.000	0.333
Stay at it is	5.000	4.000	2.000	3.000	1.000
TOTAL	15.000	10.500	4.083	6.833	2.283

Tabel 5. Matriks Normalisasi Alternatif dari Kriteria Biaya Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa

MATRIKS NORMALISASI							
ALTERNATIF	Concrete Mattress	Rock Beam	Pipeline Burried	Pipeline Relocation	Stay at it is	JUMLAH	PV
Concrete Mattress	0.067	0.048	0.061	0.049	0.088	0.312	0.062
Rock Beam	0.133	0.095	0.082	0.073	0.109	0.493	0.099
Pipeline Burried	0.267	0.286	0.245	0.293	0.219	1.309	0.262
Pipeline Relocation	0.200	0.190	0.122	0.146	0.146	0.805	0.161
Stay at it is	0.333	0.381	0.490	0.439	0.438	2.081	0.416
TOTAL	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	5.000	1.000

Berdasarkan hasil perhitungan matriks perbandingan berpasangan dan matriks normalisasi tersebut, maka didapat nilai *priority vector* alternatif dari kriteria biaya untuk pemilihan pengendalian risiko pipa bawah laut ini seperti ditunjukkan pada Tabel 6.

Tabel 6. *Priority Vector* Alternatif dari Kriteria Biaya

No	Variable	Bobot
1	Dibiarkan saja (Stay as it is)	41,6%
2	Pipa Dikubur (Burried)	26,2%
3	Relokasi Pipa (Relocation)	16,1%
4	Penguatan dengan Rock Beam	9,9%
5	Penguatan dengan Concrete Mat	6,2%

Persentase *priority vector* yang tertinggi yaitu alternatif dibiarkan saja (*as it is*) dengan persentase 41,6 persen. Sehingga alternatif yang terbaik yang seharusnya dipilih dalam pemilihan pengendalian risiko pipa dengan kriteria biaya adalah dengan dibiarkan saja pipa tersebut seperti adanya sekarang.

Perhitungan konsistensi alternatif dari kriteria biaya pemilihan pengendalian risiko pipa adalah sebagai berikut :

MATRIKS A =

1.000	0.500	0.250	0.333	0.200
2.000	1.000	0.333	0.500	0.250
4.000	3.000	1.000	2.000	0.500
3.000	2.000	0.500	1.000	0.333
5.000	4.000	2.000	3.000	1.000

MATRIKS B =

0.062
0.099
0.262
0.161
0.416

MATRIKS AB =

0.314
0.495
1.337
0.815
2.129

MATRIKS λ (AB/B) =

5.035
5.023
5.108
5.060
5.115

λ MAX =

5.068

CI =

0.017

RI =

1.188

CR =

0.014

Hasil konsistensi alternatif dari kriteria biaya pengendalian risiko pipa yaitu 0.014 yang $\leq 0,1$ sehingga konsisten dan dapat diterima.

Pembobotan Alternatif dari Kriteria Keandalan

Kemudian dilanjutkan dengan memperlihatkan matriks perbandingan berpasangan dan matriks normalisasi alternatif dari kriteria keandalan (*reliability*). Hasilnya ditunjukkan pada Tabel 7. dan Tabel 8.

Tabel 7. Matriks Perbandingan Berpasangan Alternatif dari Kriteria Keandalan
Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa

MATRIKS PERBANDINGAN BERPASANGAN ALTERNATIF					
KRITERIA RELIABILITY					
ALTERNATIF	Concrete Mattress	Rock Beam	Pipeline Burried	Pipeline Relocation	Stay at it is
Concrete Mattress	1.000	1.000	3.000	5.000	7.000
Rock Beam	1.000	1.000	3.000	5.000	7.000
Pipeline Burried	0.333	0.333	1.000	0.333	3.000
Pipeline Relocation	0.200	0.200	3.000	1.000	3.000
Stay at it is	0.143	0.143	0.333	0.333	1.000
TOTAL	2.676	2.676	10.333	11.667	21.000

Tabel 8. Matriks Normalisasi Alternatif dari Kriteria Keandalan Pemilihan
Pengendalian Risiko Pipa

MATRIKS NORMALISASI							
ALTERNATIF	Concrete Mattress	Rock Beam	Pipeline Burried	Pipeline Relocation	Stay at it is	JUMLAH	PV
Concrete Mattress	0.374	0.374	0.290	0.429	0.333	1.800	0.360
Rock Beam	0.374	0.374	0.290	0.429	0.333	1.800	0.360
Pipeline Burried	0.125	0.125	0.097	0.029	0.143	0.517	0.103
Pipeline Relocation	0.075	0.075	0.290	0.086	0.143	0.668	0.134
Stay at it is	0.053	0.053	0.032	0.029	0.048	0.215	0.043
TOTAL	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	5.00	1.00

Berdasarkan hasil perhitungan matriks perbandingan berpasangan dan matriks normalisasi tersebut, maka didapat nilai *priority vector* alternatif dari kriteria keandalan untuk pemilihan pengendalian risiko pipa bawah laut ini seperti ditunjukkan pada Tabel 9.

Tabel 9. *Priority Vector* Alternatif dari Kriteria Keandalan

No	Variable	Bobot
1	Penguatan dengan Rock Beam	36%
2	Penguatan dengan Concrete Mat	36%
3	Relokasi Pipa (Relocation)	13,4%
4	Pipa Dikubur (Burried)	10,3%
5	Dibiarkan Saja (Stay as it is)	4,3%

Pada kriteria keandalan ini persentase *priority vector* yang tertinggi adalah alternatif penguatan dengan *rock beam* dan *concrete mat* mempunyai bobot yang sama yaitu 36 persen. Jadi alternatif yang terbaik yang seharusnya dipilih dalam pemilihan pengendalian risiko pipa dengan kriteria keandalan adalah melakukan penguatan dengan *rock beam* atau penguatan dengan *concrete mat*.

Perhitungan konsistensi alternatif dari kriteria keandalan pemilihan pengendalian risiko pipa adalah sebagai berikut :

MATRIKS A =

1	1	3	5	7
1	1	3	5	7
0.33	0.33	1	0.33	3
0.2	0.2	3	1	3
0.14	0.14	0.33	0.33	1

MATRIKS B =

0.360
0.360
0.103
0.134
0.043

MATRIKS AB =

2.000
2.000
0.517
0.717
0.225

MATRIKS λ (AB/B) =

5.557
5.557
4.998
5.365
5.226

λ MAX =

5.340

CI =

0.085

RI =

1.188

CR =

0.072

Hasil konsistensi alternatif dari kriteria keandalan pengendalian risiko pipa yaitu 0.072 yang $\leq 0,1$ sehingga konsisten dan dapat diterima.

Pembobotan Alternatif dari Kriteria Keselamatan

Pada Tabel 10. dan Tabel 11. memperlihatkan matriks perbandingan berpasangan dan matriks normalisasi alternatif dari kriteria keselamatan.

Tabel 10. Matriks Perbandingan Berpasangan Alternatif dari Kriteria Keselamatan
Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa

MATRIKS PERBANDINGAN BERPASANGAN ALTERNATIF					
KRITERIA SAFETY					
ALTERNATIF	Concrete Mattress	Rock Beam	Pipeline Burried	Pipeline Relocation	Stay at it is
Concrete Mattress	1.000	1.000	1.000	3.000	5.000
Rock Beam	1.000	1.000	3.000	1.000	5.000
Pipeline Burried	1.000	0.333	1.000	0.333	3.000
Pipeline Relocation	0.333	1.000	3.000	1.000	3.000
Stay at it is	0.200	0.200	0.333	0.333	1.000
TOTAL	3.533	3.533	8.333	5.667	17.000

Tabel 11. Matriks Normalisasi Alternatif dari Kriteria Keselamatan Pemilihan
Pengendalian Risiko Pipa

MATRIKS NORMALISASI							
ALTERNATIF	Concrete Mattress	Rock Beam	Pipeline Burried	Pipeline Relocation	Stay at it is	JUMLAH	PV
Concrete Mattress	0.283	0.283	0.120	0.529	0.294	1.510	0.302
Rock Beam	0.283	0.283	0.360	0.176	0.294	1.397	0.279
Pipeline Burried	0.283	0.094	0.120	0.059	0.176	0.733	0.147
Pipeline Relocation	0.094	0.283	0.360	0.176	0.176	1.090	0.218
Stay at it is	0.057	0.057	0.040	0.059	0.059	0.271	0.054
TOTAL	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	5.00	1.00

Nilai *priority vector* alternatif dari kriteria keselamatan dalam pemilihan pengendalian risiko pipa seperti ditunjukkan pada Tabel 12.

Tabel 12. *Priority Vector* Alternatif dari Kriteria Keselamatan

No	Variable	Bobot
1	Penguatan dengan Concrete Mat	30,2%
2	Penguatan dengan Rock Beam	27,9%
3	Relokasi Pipa (Relocation)	14,7%
4	Pipa Dikubur (Burried)	21,8%
5	Dibiarkan Saja (Stay as it is)	5,4%

Persentase priority vector yang tertinggi yaitu alternatif penguatan *concrete mat* dengan persentase 30,2 persen. Sehingga alternatif yang terbaik yang seharusnya dipilih dalam pemilihan pengendalian risiko pipa dengan kriteria keselamatan adalah penguatan dengan *concrete mat*.

Perhitungan konsistensi alternatif dari kriteria keselamatan pemilihan pengendalian risiko pipa adalah sebagai berikut :

MATRIKS A =

1	1	1	3	5
1	1	3	1	5
1	0.33	1	0.33	3
0.33	1	3	1	3
0.2	0.2	0.33	0.33	1

MATRIKS B =

0.302
0.279
0.147
0.218
0.054

MATRIKS AB =

1.653
1.510
0.777
1.200
0.292

MATRIKS λ (AB/B) =

5.474
5.405
5.301
5.504
5.389

λ MAX = 5.415

CI = 0.104

RI = 1.188

CR = 0.087

Hasil konsistensi alternatif dari kriteria keselamatan pengendalian risiko pipa yaitu 0.087 yang $\leq 0,1$ sehingga konsisten dan dapat diterima.

Pembobotan Alternatif dari Kriteria Efektifitas

Pada Tabel 13. dan Tabel 14. ditunjukkan matriks perbandingan berpasangan dan matriks normalisasi alternatif dari kriteria efektifitas.

Tabel 13. Matriks Perbandingan Berpasangan Alternatif dari Kriteria Efektifitas
Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa

MATRIKS PERBANDINGAN BERPASANGAN ALTERNATIF					
KRITERIA EFFECTIVITENESS					
ALTERNATIF	Concrete Mattress	Rock Beam	Pipeline Burried	Pipeline Relocation	Stay at it is
Concrete Mattress	1.000	2.000	3.000	3.000	5.000
Rock Beam	0.500	1.000	3.000	3.000	5.000
Pipeline Burried	0.333	0.333	1.000	0.200	2.000
Pipeline Relocation	0.333	0.333	5.000	1.000	7.000
Stay at it is	0.200	0.200	0.500	0.143	1.000
TOTAL	2.367	3.867	12.500	7.343	20.000

Tabel 14. Matriks Normalisasi Alternatif dari Kriteria Efektifitas Pemilihan
Pengendalian Risiko Pipa

MATRIKS NORMALISASI							
ALTERNATIF	Concrete Mattress	Rock Beam	Pipeline Burried	Pipeline Relocation	Stay at it is	JUMLAH	PV
Concrete Mattress	0.423	0.517	0.240	0.409	0.250	1.838	0.368
Rock Beam	0.211	0.259	0.240	0.409	0.250	1.368	0.274
Pipeline Burried	0.141	0.086	0.080	0.027	0.100	0.434	0.087
Pipeline Relocation	0.141	0.086	0.400	0.136	0.350	1.113	0.223
Stay at it is	0.085	0.052	0.040	0.019	0.050	0.246	0.049
TOTAL	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	5.00	1.00

Nilai *priority vector* alternatif dari kriteria efektifitas dalam pemilihan pengendalian risiko pipa seperti ditunjukkan pada Tabel 15.

Tabel 15. *Priority Vector* Alternatif dari Kriteria Efektifitas

No	Variable	Bobot
1	Penguatan dengan Concrete Mat	36,8%
2	Penguatan dengan Rock Beam	27,4%
3	Relokasi Pipa (Relocation)	22,3%
4	Pipa Dikubur (Burried)	8,7%
5	Dibiarkan Saja (Stay as it is)	4,9%

Persentase priority vector yang tertinggi yaitu alternatif penguatan dengan *concrete mat* dengan persentase 36,8 persen. Jadi alternatif yang terbaik yang seharusnya dipilih dalam pemilihan pengendalian risiko pipa dengan kriteria efektifitas adalah dengan melakukan penguatan dengan *concrete mat*.

Perhitungan konsistensi alternatif dari kriteria efektifitas pemilihan pengendalian risiko pipa adalah sebagai berikut :

MATRIKS A =

1	2	3	3	5
0.5	1	3	3	5
0.33	0.33	1	0.2	2
0.33	0.33	5	1	7
0.2	0.2	0.5	0.143	1

MATRIKS B =

0.368
0.274
0.087
0.223
0.049

MATRIKS AB =

2.089
1.632
0.443
1.215
0.253

MATRIKS λ (AB/B) =

5.682
5.962
5.105
5.456
5.142

λ MAX =

5.469

CI =

0.117

RI =

1.188

CR =

0.099

Hasil konsistensi alternatif dari kriteria efektifitas pengendalian risiko pipa yaitu 0.099 yang $\leq 0,1$ sehingga konsisten dan dapat diterima.

Pembobotan Alternatif dari Kriteria Pengerjaan

Pada Tabel 16 dan Tabel. 17 ditunjukkan matriks perbandingan berpasangan dan matriks normalisasi alternatif dari kriteria pengerjaan.

Tabel 16. Matriks Perbandingan Berpasangan Alternatif dari Kriteria Pengerjaan
Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa

MATRIKS PERBANDINGAN BERPASANGAN ALTERNATIF					
KRITERIA CONSTRUCTION					
ALTERNATIF	Concrete Mattress	Rock Beam	Pipeline Burried	Pipeline Relocation	Stay at it is
Concrete Mattress	1.000	2.000	3.000	5.000	7.000
Rock Beam	0.500	1.000	3.000	2.000	5.000
Pipeline Burried	0.333	0.333	1.000	0.333	5.000
Pipeline Relocation	0.200	0.500	3.000	1.000	7.000
Stay at it is	0.143	0.200	0.200	0.143	1.000
TOTAL	2.176	4.033	10.200	8.476	25.000

Tabel 17. Matriks Normalisasi Alternatif dari Kriteria Pengerjaan Pemilihan
Pengendalian Risiko Pipa

MATRIKS NORMALISASI							
ALTERNATIF	Concrete Mattress	Rock Beam	Pipeline Burried	Pipeline Relocation	Stay at it is	JUMLAH	PV
Concrete Mattress	0.460	0.496	0.294	0.590	0.280	2.119	0.424
Rock Beam	0.230	0.248	0.294	0.236	0.200	1.208	0.242
Pipeline Burried	0.153	0.083	0.098	0.039	0.200	0.573	0.115
Pipeline Relocation	0.092	0.124	0.294	0.118	0.280	0.908	0.182
Stay at it is	0.066	0.050	0.020	0.017	0.040	0.192	0.038
TOTAL	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	5.00	1.00

Nilai *priority vector* alternatif dari kriteria pengerjaan dalam pemilihan pengendalian risiko pipa seperti ditunjukkan pada Tabel 18.

Tabel 18. *Priority Vector* Alternatif dari Kriteria Pengerjaan

No	Variable	Bobot
1	Penguatan dengan Concrete Mat	42,4%
2	Penguatan dengan Rock Beam	24,2%
3	Relokasi Pipa (Relocation)	18,2%
4	Pipa Dikubur (Burried)	11,5%
5	Dibiarkan Saja (Stay as it is)	3,8%

Persentase priority vector yang tertinggi yaitu alternatif penguatan dengan *concrete mat* dengan persentase 42,4 persen. Jadi alternatif yang terbaik yang seharusnya dipilih dalam pemilihan pengendalian risiko pipa dengan kriteria pengerjaan adalah dengan melakukan penguatan dengan *concrete mat*.

Perhitungan konsistensi alternatif dari kriteria pengerjaan pemilihan pengendalian risiko pipa adalah sebagai berikut :

MATRIKS A =

1	2	3	5	7
0.5	1	3	2	5
0.333	0.333	1	0.333	5
0.2	0.5	3	1	7
0.143	0.2	0.2	0.143	1

MATRIKS B =

0.424
0.242
0.115
0.182
0.038

MATRIKS AB =

2.427
1.352
0.589
0.999
0.196

MATRIKS λ (AB/B) =

5.726
5.598
5.135
5.504
5.114

λ MAX =

5.416

CI =

0.104

RI =

1.188

CR =

0.087

Hasil konsistensi alternatif dari kriteria pengerjaan pengendalian risiko pipa yaitu 0.087 yang $\leq 0,1$ sehingga konsisten dan dapat diterima.

Pembobotan Alternatif dari kriteria Shutdown Produksi

Pada Tabel 19. dan Tabel 20. ditunjukkan matriks perbandingan berpasangan dan matriks normalisasi alternatif dari kriteria *shutdown* Produksi (*shutdown production*).

Tabel 19. Matriks Perbandingan Berpasangan Alternatif dari Kriteria *Shutdown* Produksi Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa

MATRIKS PERBANDINGAN BERPASANGAN ALTERNATIF					
KRITERIA PRODUCTION					
ALTERNATIF	Concrete Mattress	Rock Beam	Pipeline Burried	Pipeline Relocation	Stay at it is
Concrete Mattress	1.000	0.500	5.000	3.000	7.000
Rock Beam	2.000	1.000	3.000	3.000	5.000
Pipeline Burried	0.200	0.333	1.000	0.333	3.000
Pipeline Relocation	0.333	0.333	3.000	1.000	5.000
Stay at it is	0.143	0.200	0.333	0.200	1.000
TOTAL	3.676	2.367	12.333	7.533	21.000

Tabel 20. Matriks Normalisasi Alternatif dari Kriteria *Shutdown* Produksi Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa

MATRIKS NORMALISASI							
ALTERNATIF	Concrete Mattress	Rock Beam	Pipeline Burried	Pipeline Relocation	Stay at it is	JUMLAH	PV
Concrete Mattress	0.272	0.211	0.405	0.398	0.333	1.620	0.324
Rock Beam	0.544	0.423	0.243	0.398	0.238	1.846	0.369
Pipeline Burried	0.054	0.141	0.081	0.044	0.143	0.463	0.093
Pipeline Relocation	0.091	0.141	0.243	0.133	0.238	0.846	0.169
Stay at it is	0.039	0.085	0.027	0.027	0.048	0.225	0.045
TOTAL	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	5.00	1.00

Nilai *priority vector* alternatif dari kriteria *shutdown* produksi dalam pemilihan pengendalian risiko pipa seperti ditunjukkan pada Tabel 21.

Tabel 21. *Priority Vector* Alternatif dari Kriteria *Shutdown* Produksi

No	Variable	Bobot
1	Penguatan dengan Rock Beam	36,9%
2	Penguatan dengan Concrete Mat	32,4%
3	Relokasi Pipa (<i>Relocation</i>)	16,9%
4	Pipa Dikubur (<i>Burried</i>)	9,3%
5	Dibiarkan Saja (<i>Stay as it is</i>)	4,5%

Persentase priority vector yang tertinggi yaitu alternatif penguatan dengan *rock beam* dengan persentase 36,9%. Jadi alternatif yang terbaik yang seharusnya dipilih dalam pemilihan pengendalian risiko pipa dengan kriteria *shutdown* produksi adalah dengan melakukan penguatan dengan *rock beam*.

Perhitungan konsistensi alternatif dari kriteria *shutdown* produksi pemilihan pengendalian risiko pipa adalah sebagai berikut :

MATRIKS A =

1	0.5	5	3	7
2	1	3	3	5
0.2	0.333	1	0.333	3
0.333	0.333	3	1	5
0.143	0.2	0.333	0.2	1

MATRIKS B =

0.324
0.369
0.093
0.169
0.045

MATRIKS AB =

1.794
2.027
0.472
0.903
0.230

MATRIKS λ (AB/B) =

5.536
5.491
5.089
5.338
5.116

λ MAX = 5.314

CI = 0.078

RI = 1.188

CR = 0.066

Hasil konsistensi alternatif dari kriteria *shutdown* produksi pengendalian risiko pipa yaitu 0.066 yang $\leq 0,1$ sehingga konsisten dan dapat diterima

Pembobotan Alternatif dari Kriteria Perawatan

Pada Tabel 22. dan 23 matriks perbandingan berpasangan dan matriks normalisasi alternatif dari kriteria Pemeliharaan (*maintenance*).

Tabel 22. Matriks Perbandingan Berpasangan Alternatif dari Kriteria Pemeliharaan
Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa

MATRIKS PERBANDINGAN BERPASANGAN ALTERNATIF					
KRITERIA MAINTENANCE					
ALTERNATIF	Concrete Mattress	Rock Beam	Pipeline Burried	Pipeline Relocation	Stay at it is
Concrete Mattress	1.000	0.500	3.000	5.000	7.000
Rock Beam	2.000	1.000	3.000	3.000	7.000
Pipeline Burried	0.333	0.333	1.000	0.333	5.000
Pipeline Relocation	0.200	0.333	3.000	1.000	5.000
Stay at it is	0.143	0.143	0.200	0.200	1.000
TOTAL	3.68	2.31	10.20	9.53	25.00

Tabel 23. Matriks Normalisasi Alternatif dari Kriteria Pemeliharaan Pemilihan
Pengendalian Risiko Pipa

MATRIKS NORMALISASI							
ALTERNATIF	Concrete Mattress	Rock Beam	Pipeline Burried	Pipeline Relocation	Stay at it is	JUMLAH	PV
Concrete Mattress	0.272	0.216	0.294	0.524	0.280	1.587	0.317
Rock Beam	0.544	0.433	0.294	0.315	0.280	1.866	0.373
Pipeline Burried	0.091	0.144	0.098	0.035	0.200	0.568	0.114
Pipeline Relocation	0.054	0.144	0.294	0.105	0.200	0.798	0.160
Stay at it is	0.039	0.062	0.020	0.021	0.040	0.181	0.036
TOTAL	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	5.00	1.00

Nilai *priority vector* alternatif dari kriteria pemeliharaan dalam pemilihan pengendalian risiko pipa seperti ditunjukkan pada Tabel 24.

Tabel 24. *Priority Vector* Alternatif dari Kriteria Pemeliharaan

No	Variable	Bobot
1	Penguatan dengan Rock Beam	37,3%
2	Penguatan dengan Concrete Mat	31,7%
3	Relokasi Pipa (Relocation)	16,0%
4	Pipa Dikubur (Burried)	11,4%
5	Dibiarkan Saja (Stay as it is)	3,6%

Persentase *priority vector* yang tertinggi yaitu alternatif penguatan dengan *rock beam* dengan persentase 37,3 persen. Jadi alternatif yang terbaik yang

seharusnya dipilih dalam pemilihan pengendalian risiko pipa dengan kriteria perawatan adalah dengan melakukan penguatan dengan *rock beam*.

Perhitungan konsistensi alternatif dari kriteria pemeliharaan pemilihan pengendalian risiko pipa adalah sebagai berikut :

MATRIKS A =

1	0.5	3	5	7
2	1	3	3	7
0.33	0.33	1	0.33	5
0.2	0.33	3	1	5
0.14	0.14	0.2	0.2	1

MATRIKS B =

0.317
0.373
0.114
0.160
0.036

MATRIKS AB =

1.896
2.081
0.578
0.870
0.190

MATRIKS λ (AB/B) =

5.974
5.577
5.090
5.450
5.227

λ MAX =

5.464

CI =

0.116

RI =

1.188

CR =

0.098

Hasil konsistensi alternatif dari kriteria pemeliharaan produksi pengendalian risiko pipa yaitu 0,098 yang $\leq 0,1$ sehingga konsisten dan dapat diterima

Hasil Priority Ranking Analisis Pemilihan Alternatif

Dari hasil perhitungan matriks perbandingan berpasangan dan matriks normalisasi dari kriteria dan alternatif, maka didapatkan hasil *priority vektor* seperti ditunjukkan pada Tabel 25.

Tabel 25. Hasil *Priority Vector* Alternatif Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa

ALTERNATIF	PRIORITY VEKTOR						
	COST	RELIABILITY	SAFETY	EFFECTIVENESS	CONSTRUCTION	PRODUCTION	MAINTENANCE
Concrete Mattress	0.041	0.348	0.215	0.117	0.159	0.076	0.045
Rock Beam	0.062	0.360	0.302	0.368	0.424	0.324	0.317
Pipeline Burried	0.099	0.360	0.279	0.274	0.242	0.369	0.373
Pipeline Relocation	0.262	0.103	0.147	0.087	0.115	0.093	0.114
Stay at it is	0.161	0.134	0.218	0.223	0.182	0.169	0.160
Stay at it is	0.416	0.043	0.054	0.049	0.038	0.045	0.036

Berdasarkan hasil perhitungan *priority ranking* untuk setiap kriteria dan alternatif, maka dapat diputuskan pemilihan pengendalian risiko pipa dengan cara mengkalkulasikan *priority vector*-nya pada Tabel 25. ditunjukan hasilnya adalah seperti pada Tabel 26.

Tabel 26. *Priority Ranking* Pemilihan Pengendalian Risiko Pipa

PRIORITY RANKING		
ALTERNATIF	PRIORITY RANKING	PERSENTASE
Concrete Mattress	0.34182311	34%
Rock Beam	0.30439267	30%
Pipeline Burried	0.11861412	12%
Pipeline Relocation	0.17478453	17%
Stay at it is	0.06038557	6%

Persentase *priority ranking* yang tertinggi yaitu alternatif penguatan dengan *concrete mat* sebesar 34 persen. Jadi alternatif yang lebih baik untuk dipilih adalah melakukan penguatan dengan *concrete mattress*.

LAMPIRAN IV

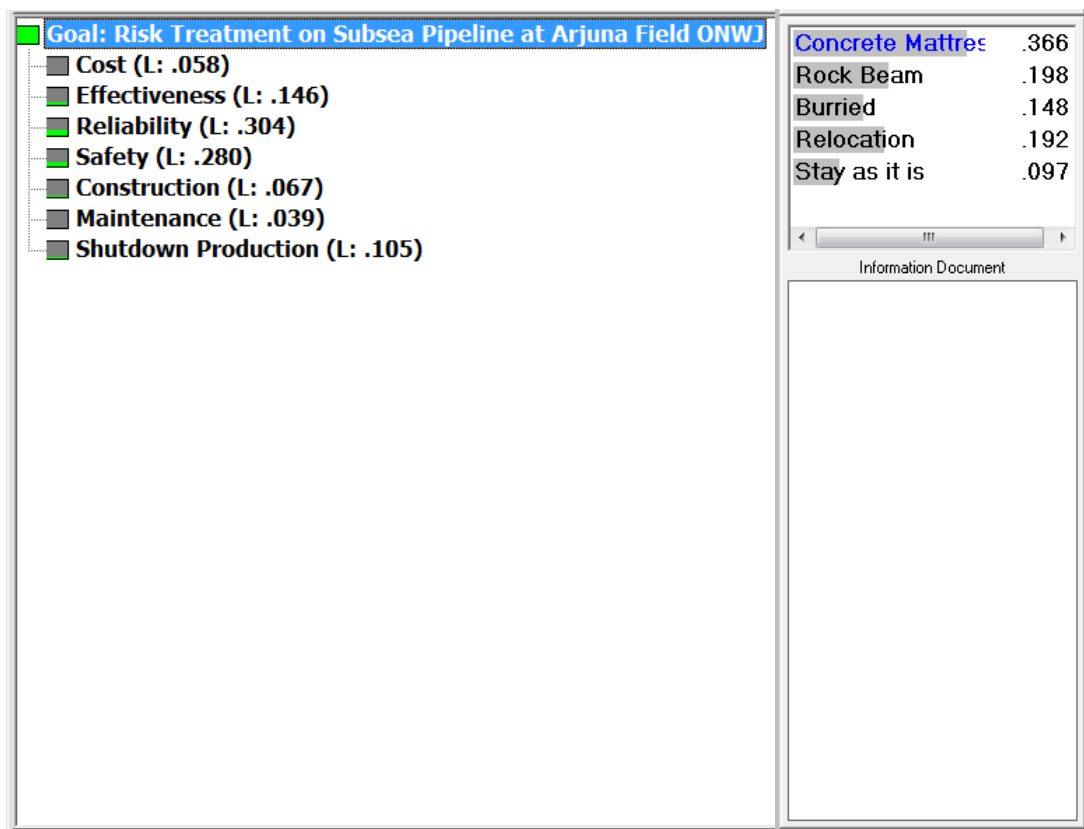
HASIL PERHITUNGAN AHP MENGGUNAKAN SOFTWARE

EXPERT CHOICE

DALAM MEMILIH SISTEM PENGENDALIAN RISIKO PIPA

MIGAS BAWAH LAUT LAPANGAN ARJUNA DAMPAK

PELAYARAN KAPAL PETI KEMAS



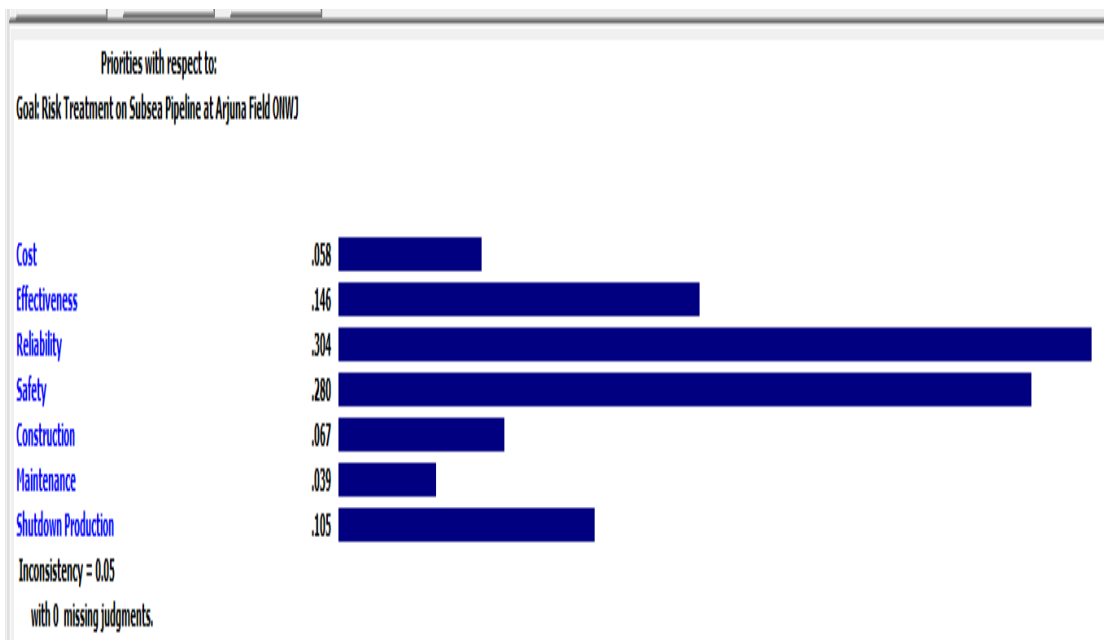
Gambar 1. Hasil Perhitungan Prioritas Pengendalian Risiko Pipa Bawah Laut di Lapangan Arjuna ONWJ

Cost

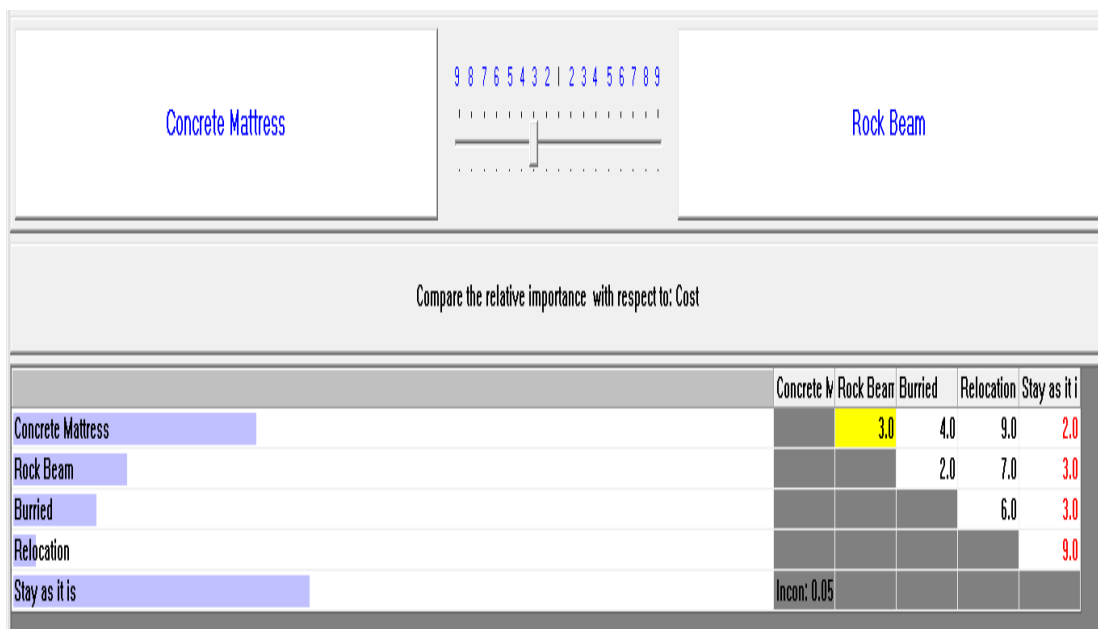
9 8 7 6 5 4 3 2 | 2 3 4 5 6 7 8 9

</

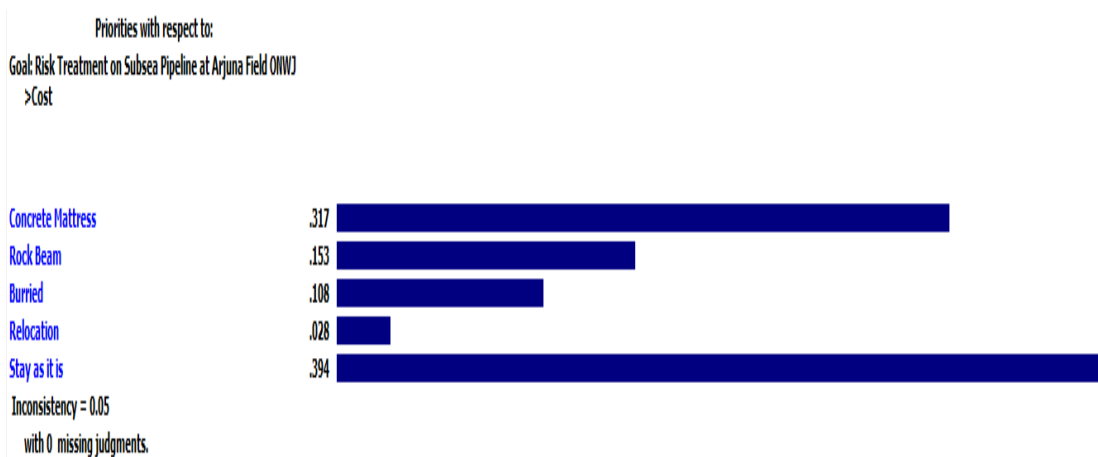
Gambar 2. Perbandingan Berpasangan Kriteria – Kriteria



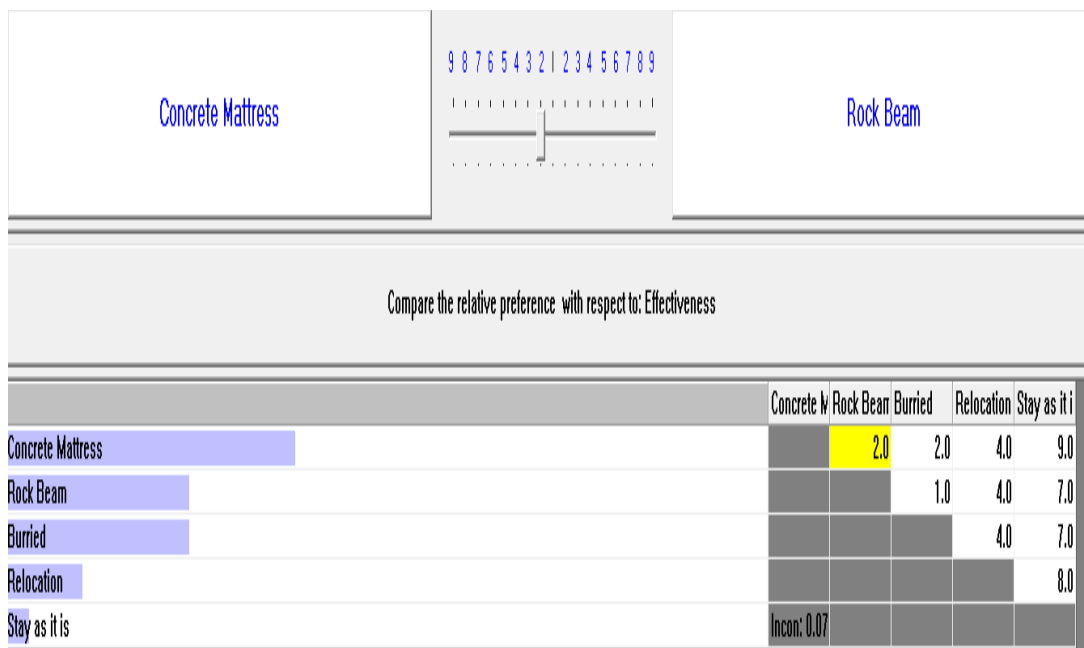
Gambar 3. Perbandingan Berpasangan Kriteria – Kriteria (%)



Gambar 4. Perbandingan Berpasangan Alternatif – Biaya



Gambar 5. Perbandingan Berpasangan Alternatif – Biaya (%)



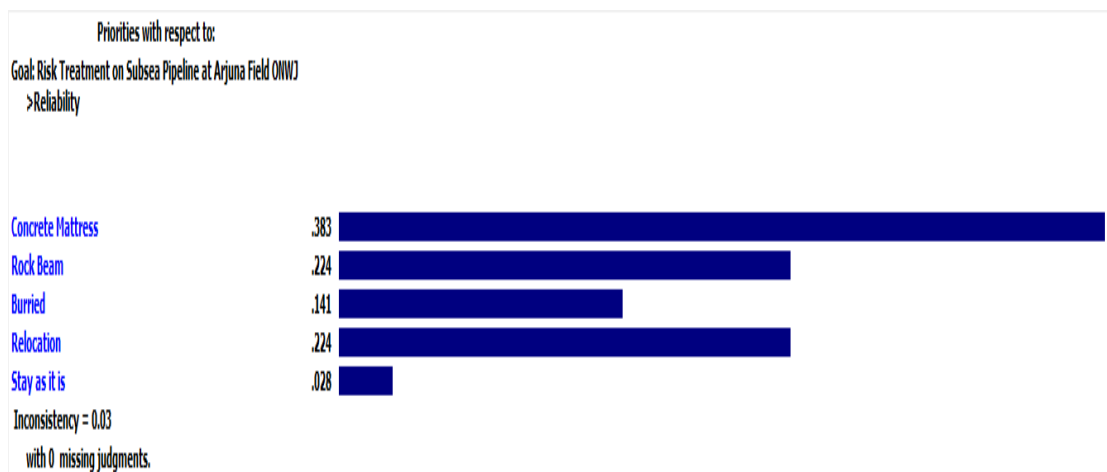
Gambar 6. Perbandingan Berpasangan Alternatif – Efektifitas



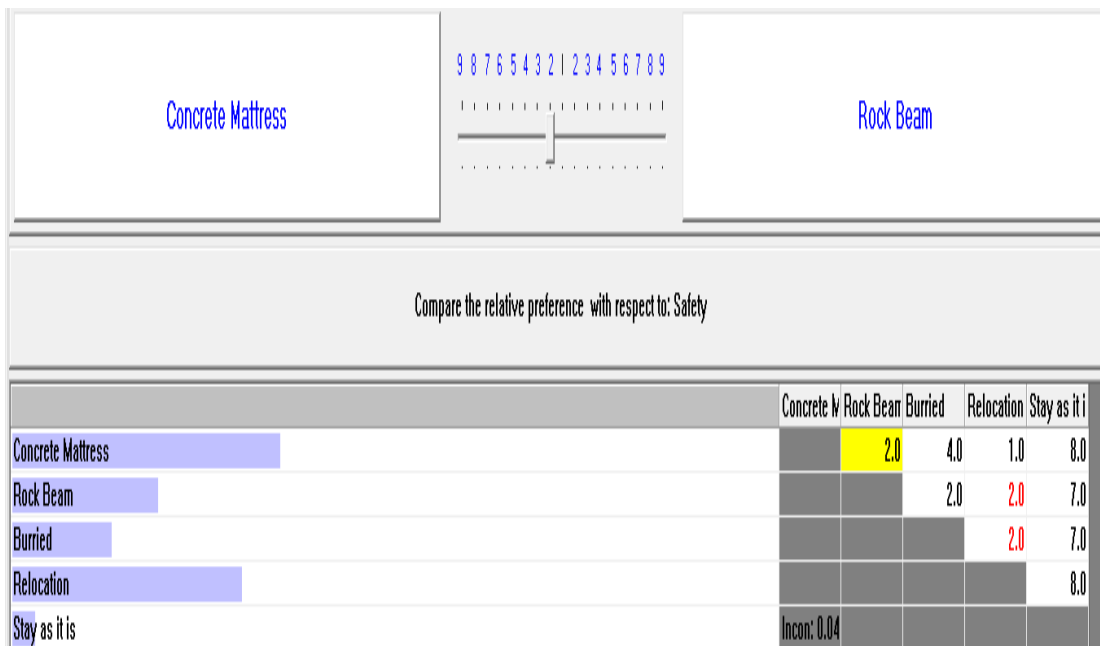
Gambar 7. Perbandingan Berpasangan Alternatif – Efektifitas (%)



Gambar 8. Perbandingan Berpasangan Alternatif – Keandalan



Gambar 9. Perbandingan Berpasangan Alternatif – Keandalan (%)

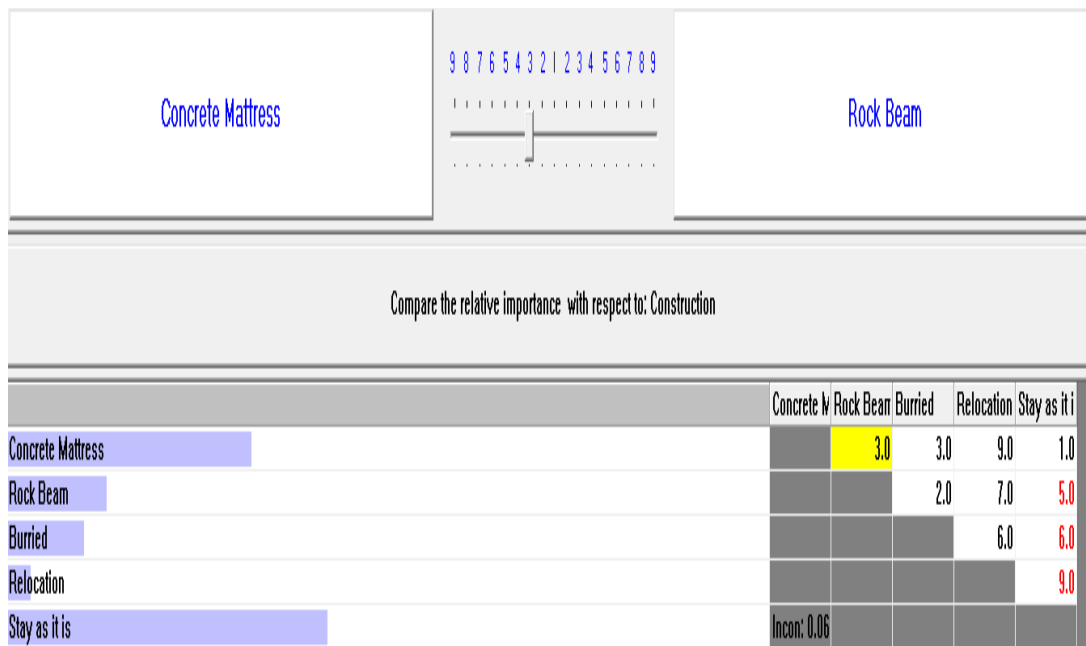


Gambar 10. Perbandingan Berpasangan Alternatif – Keselamatan

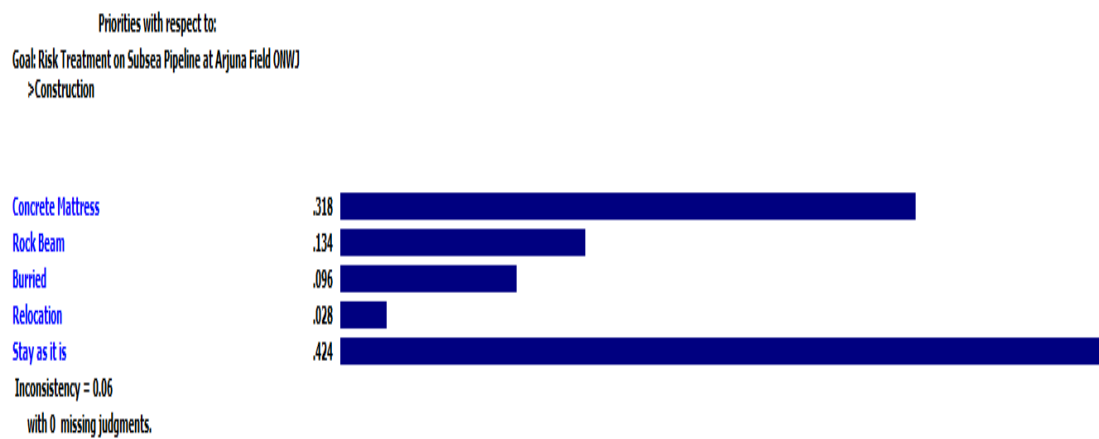
Priorities with respect to:
Goal: Risk Treatment on Subsea Pipeline at Arjuna Field (NWJ)
>Safety



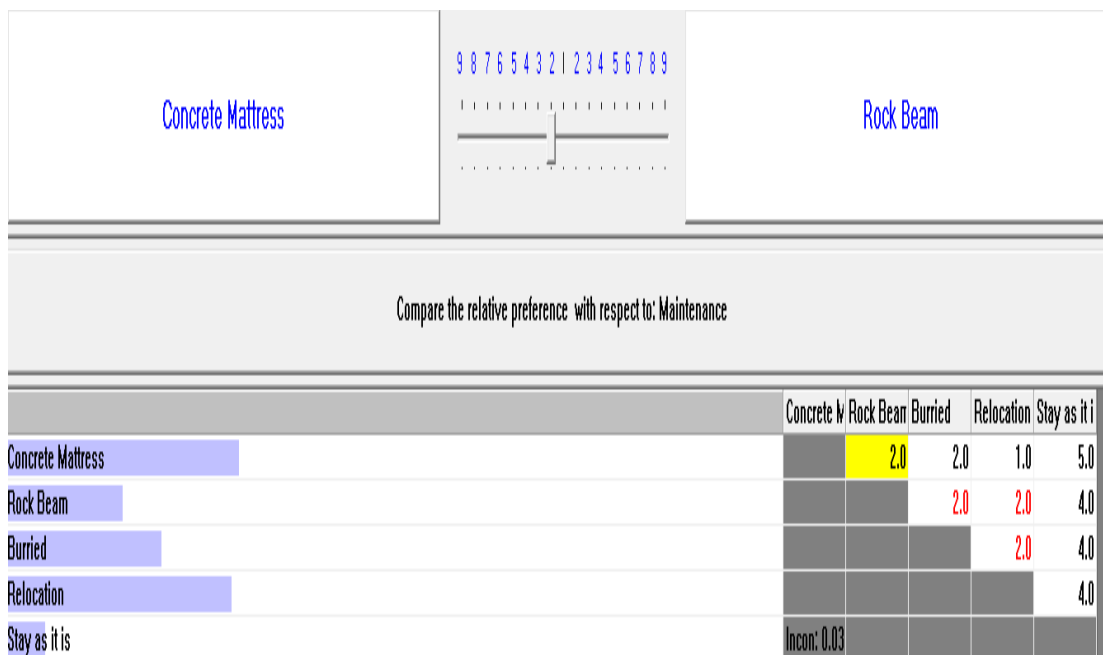
Gambar 11. Perbandingan Berpasangan Alternatif – Keselamatan (%)



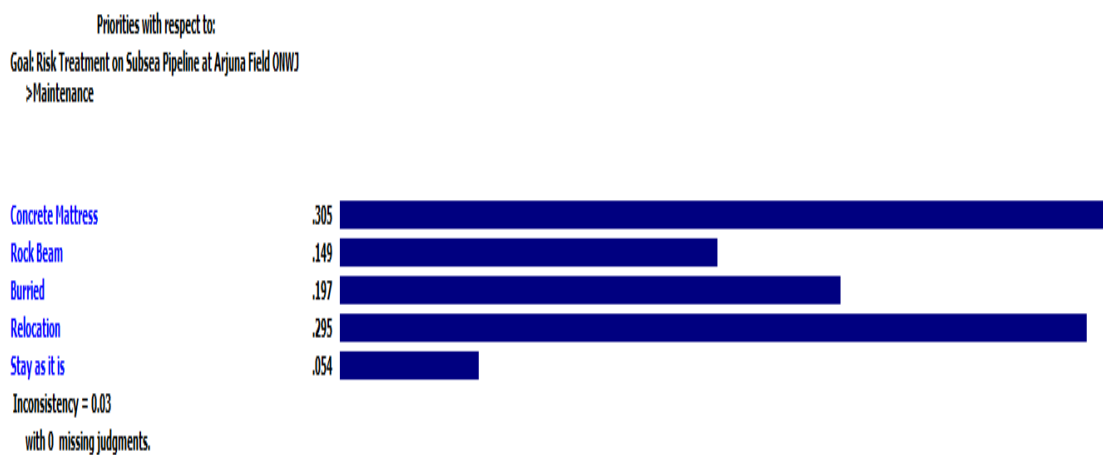
Gambar 12. Perbandingan Berpasangan Alternatif – Pengerjaan



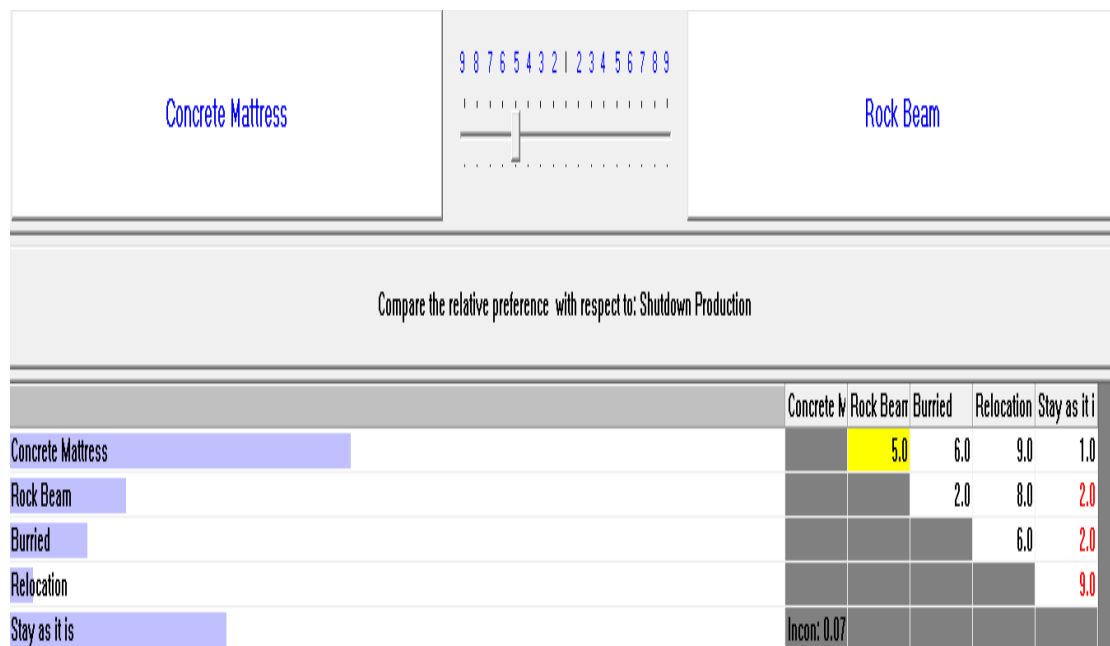
Gambar 13. Perbandingan Berpasangan Alternatif – Pengerjaan (%)



Gambar 14. Perbandingan Berpasangan Alternatif – Perawatan



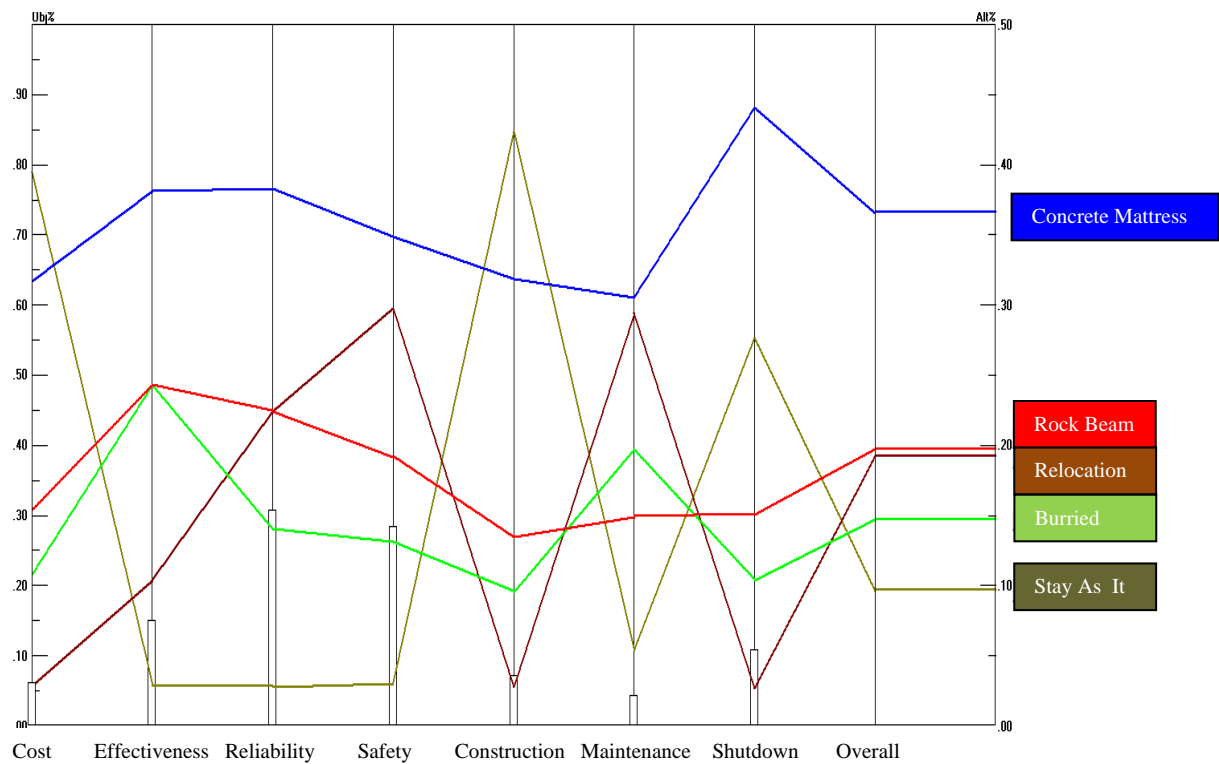
Gambar 15. Perbandingan Berpasangan Alternatif – Perawatan (%)



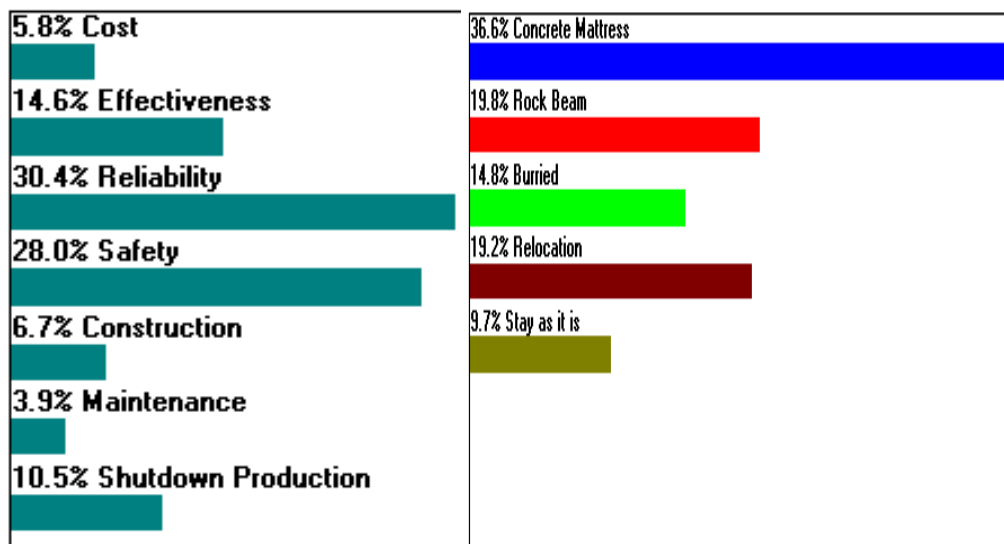
Gambar 16. Perbandingan Berpasangan Alternatif – Kehilangan Produksi



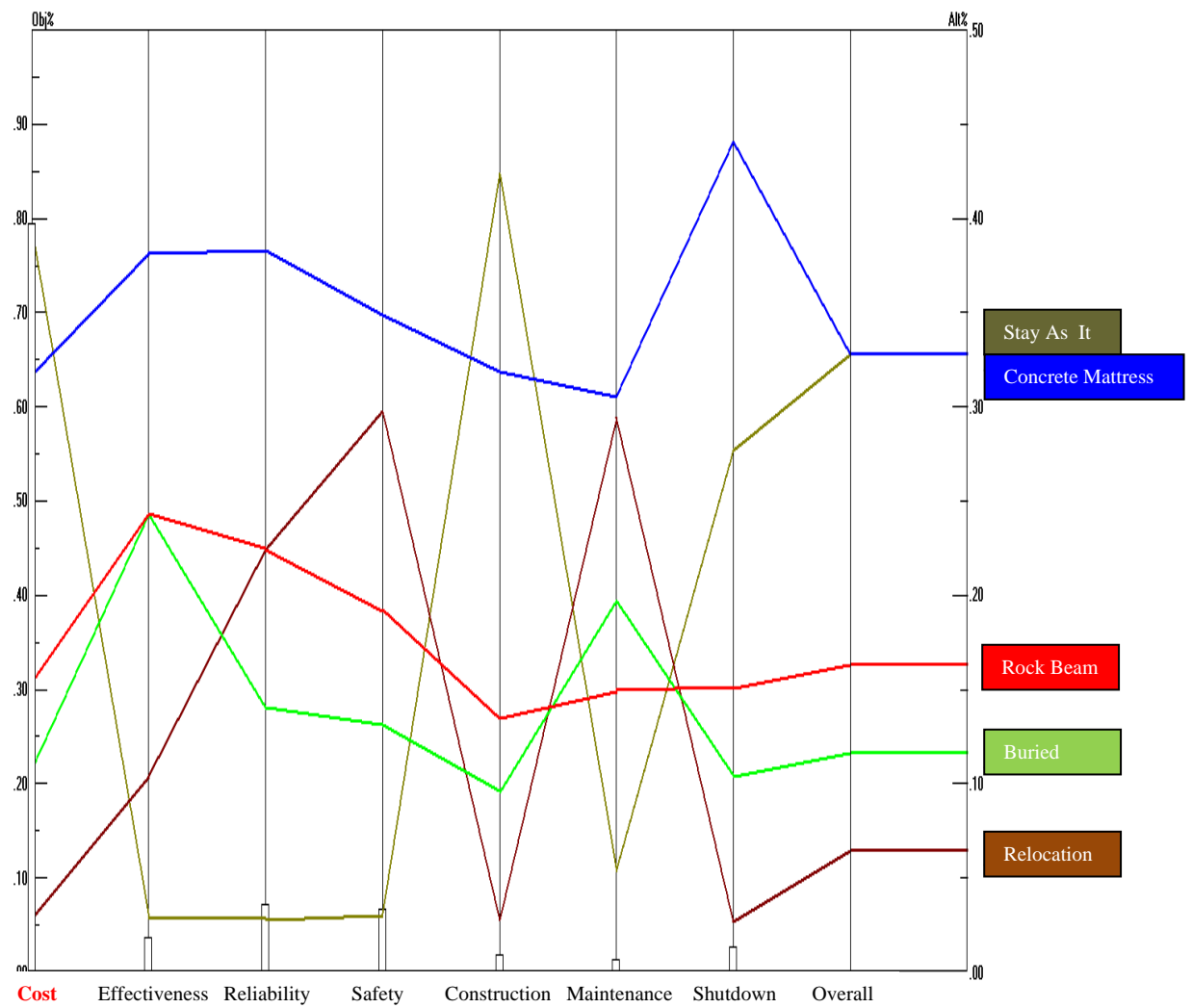
Gambar 17. Perbandingan Berpasangan Alternatif – Kehilangan Produksi (%)



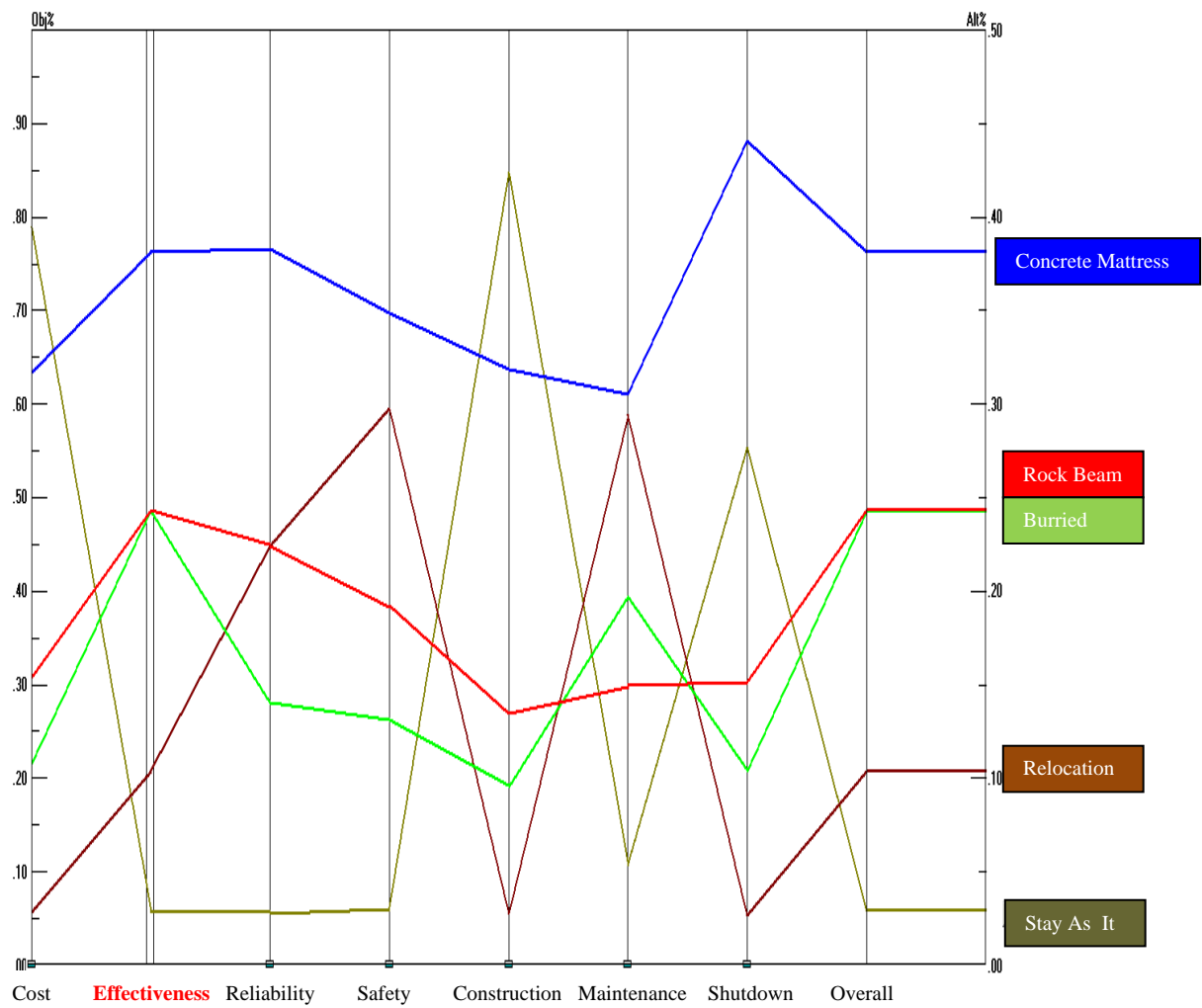
Gambar 18. Sensitifitas Kinerja



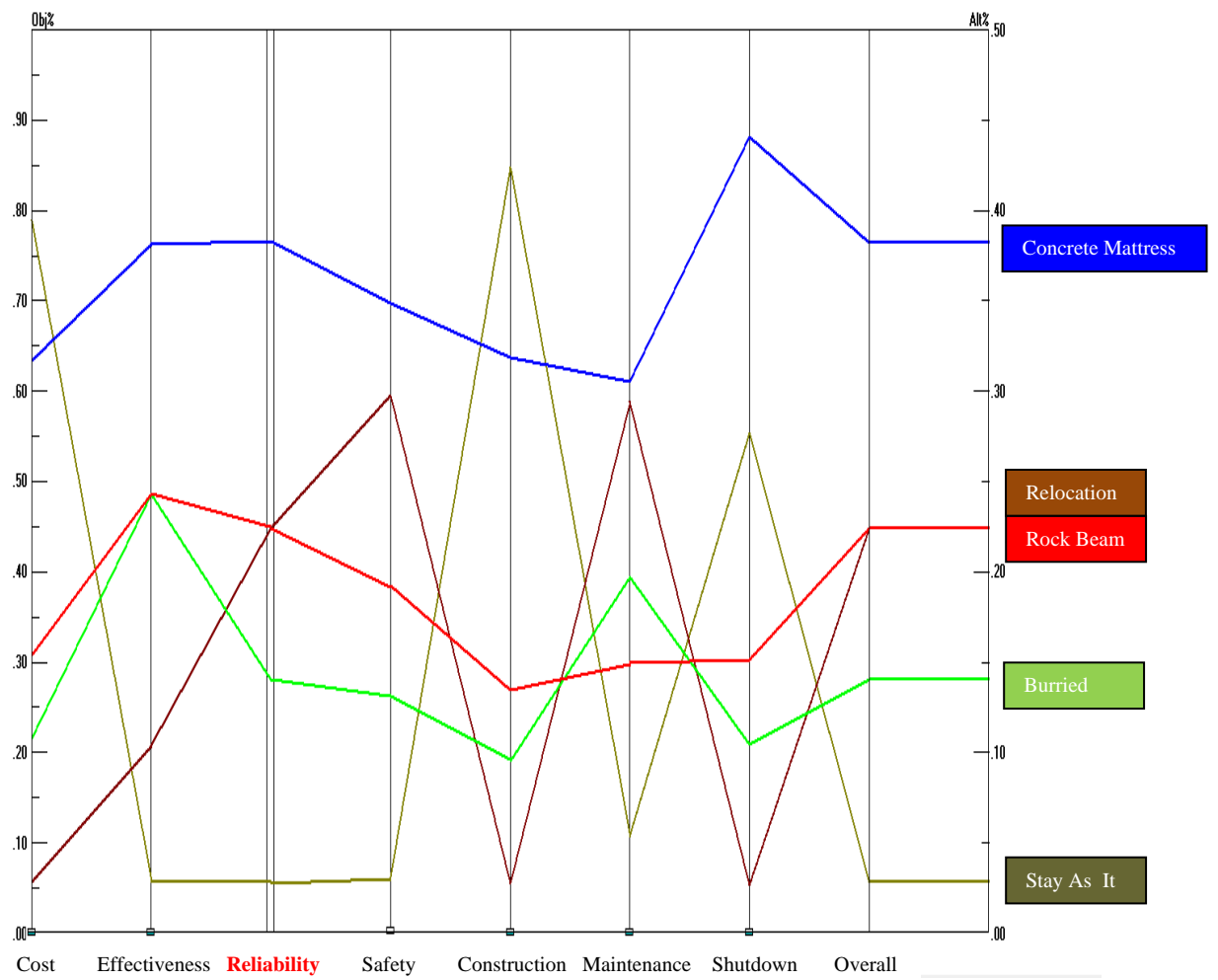
Gambar 19. Sensitifitas Dinamik



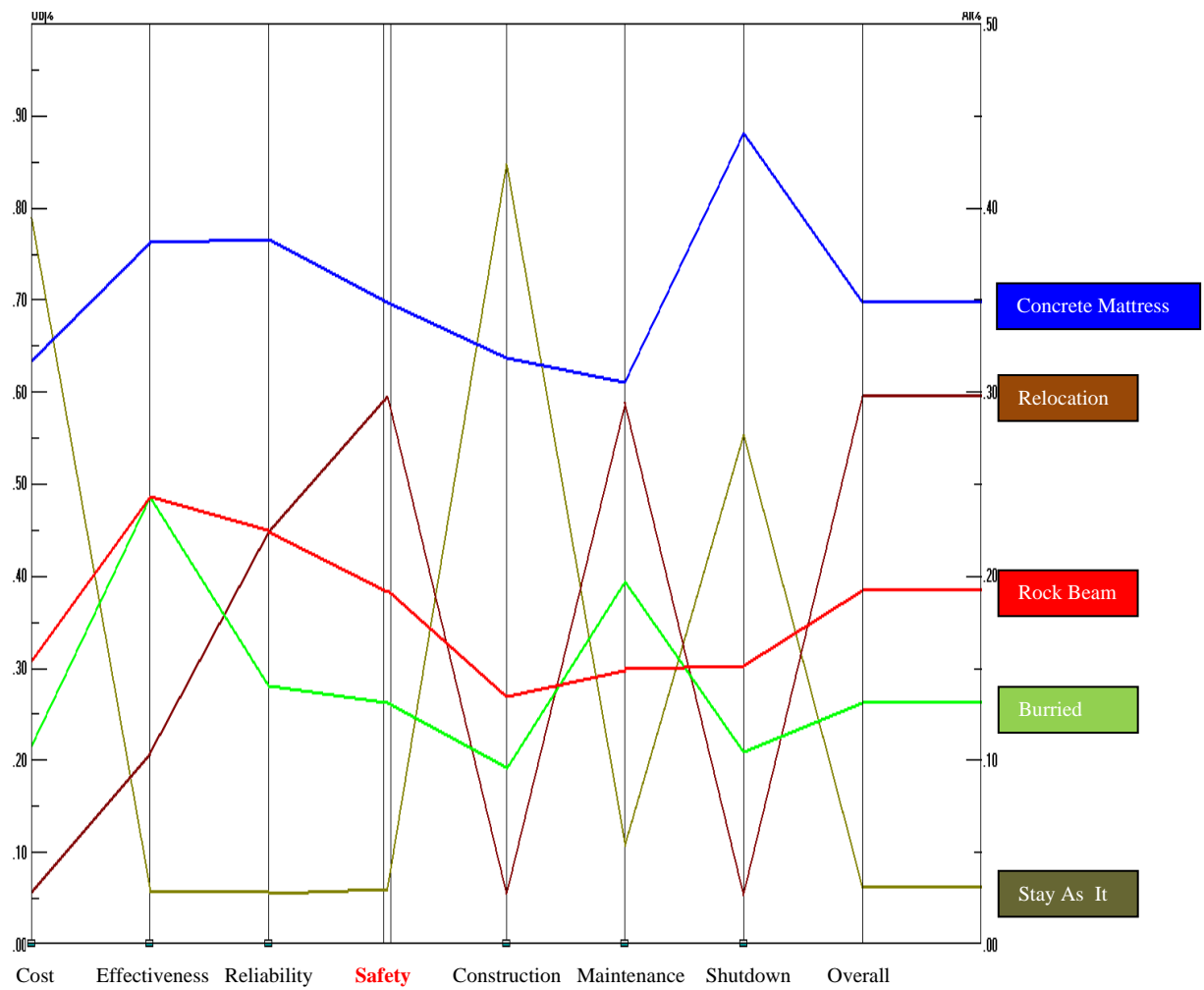
Gambar 20. Kriteria Biaya Mempengaruhi Concrete Mattress Pada PV 79%



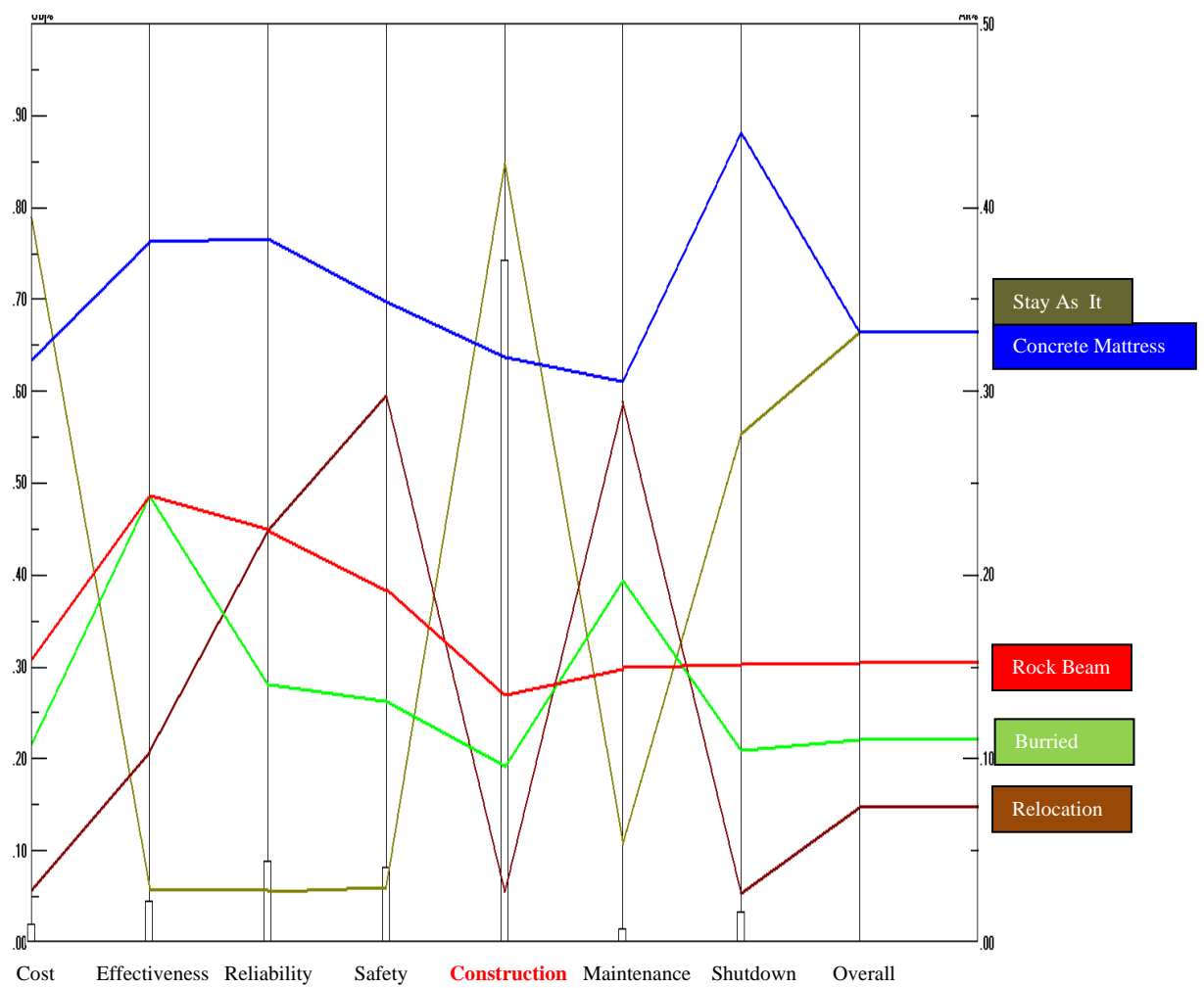
Gambar 21. Kriteria Efektifitas Tidak Mempengaruhi Alternatif Concrete Mattress



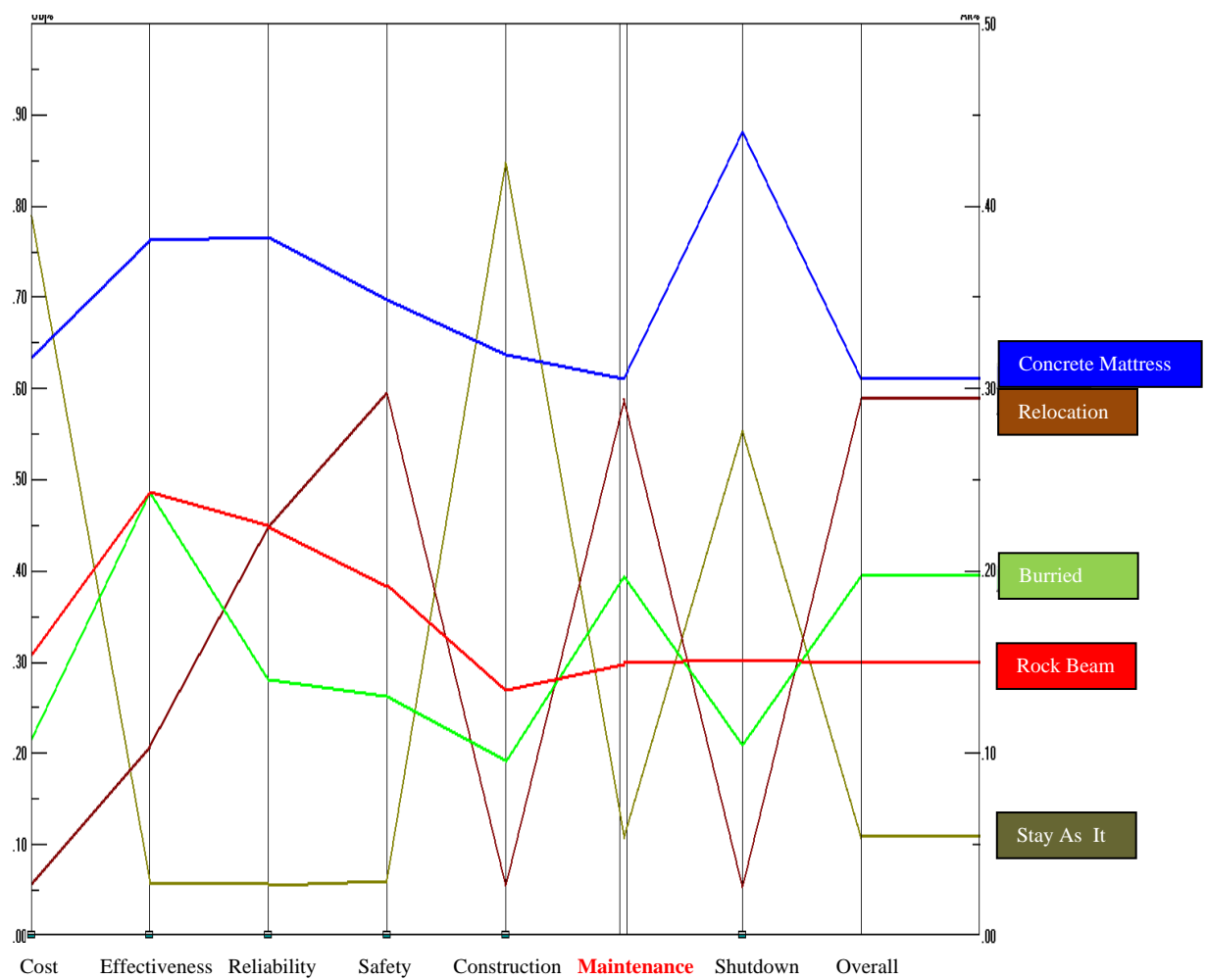
Gambar 22. Kriteria Keandalan Tidak Mempengaruhi Alternatif Concrete Mattress



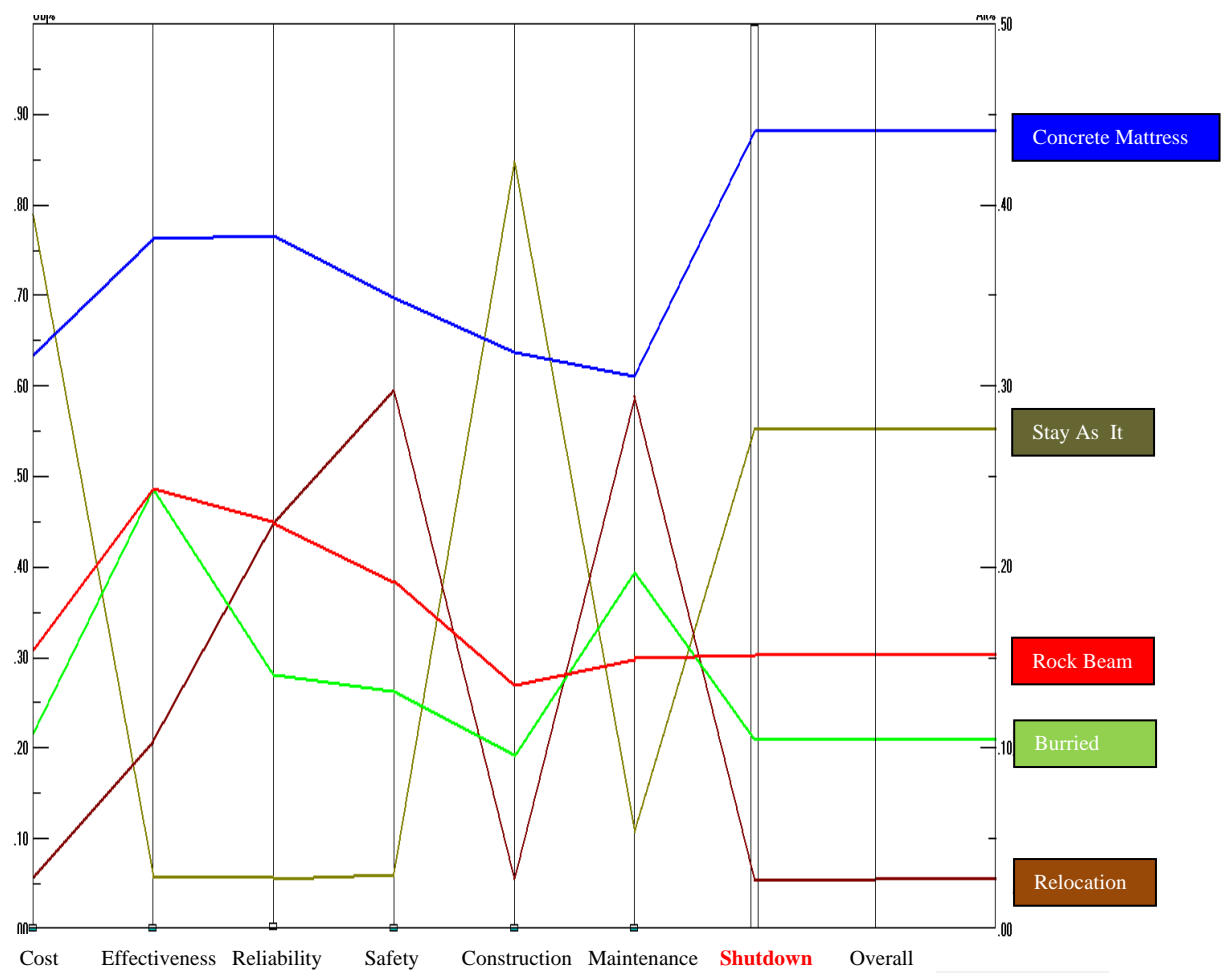
Gambar 23. Kriteria Keselamatan Tidak Mempengaruhi Alternatif Concrete Mattress



Gambar 24. Kriteria Pengerjaan Mempengaruhi Concrete Mattres Pada PV 75%



Gambar 25. Kriteria Perawatan Tidak Mempengaruhi Alternatif Concrete Mattress



Gambar 26. Kriteria *Loss Prod* Tidak Mempengaruhi Alternatif Concrete Mattress

LAMPIRAN V
HASIL PERHITUNGAN PENILAIAN RISIKO METODE KENT
MUHLBAUER DENGAN SOFTWARE EXCEL
PADA PIPA MIGAS BAWAH LAUT LAPANGAN ARJUNA

PERHITUNGAN PROBABILITY OF FAILURE PIPA 16" MOL FPRO-ECOM

FAKTOR	VARIABEL	NILAI MAKS.	16" MOL FPRO - ECOM												
			KP 0 – 4	KP 4 – 8	KP 8 – 12	KP 12 – 16	KP 16 – 20	KP 20 – 24	KP 24 – 28	KP 28 – 32	Average Point	Average Score	Chance of Success	Chance of Failure	PoF
Third Party Damage Index	Depth of Cover	20	10	10	8	8	8	10	10	10	9,3	9,3	9,3%	10,8%	1,08
	Activity Level	25	15	15	15	9	1	15	15	15	12,5	12,5	12,5%	12,5%	1,25
	Aboveground Facilities	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
	Damage Prevention	20	12	12	12	9	9	9	12	12	10,9	10,9	10,9%	9,1%	0,91
	Right-of-Way Condition	5	5	3	3	3	0	3	3	5	3,1	3,1	3,1%	1,9%	0,19
	Patrol Frequency	20	20	15	13	8	8	14	15	20	14,1	14,1	14,1%	5,9%	0,59
TOTAL SCORE		100	72	65	61	47	36	61	65	72	59,88	59,88	60%	40%	4,01
Corrosion Index	Product Corrosivity	13	5	5	5	5	5	5	5	5	5,0	5,0	5,0%	8,0%	0,80
	Internal Protection	12	9	9	9	9	9	9	9	9	9,0	9,0	9,0%	3,0%	0,30
	Water Corrosivity	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	15,0%	1,50
	Mechanical Corrosion	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,0	5,0	5,0%	0,0%	0,00
	Cathodic Protection Effectiveness	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20,0	20,0	20,0%	0,0%	0,00
	Interference Potential	10	10	10	10	10	10	10	10	1	8,9	8,9	8,9%	1,1%	0,11
	Coating Fitness	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12,0	12,0	12,0%	0,0%	0,00
	Coating Condition	13	9	9	9	9	9	9	9	9	9,0	9,0	9,0%	4,0%	0,40
TOTAL SCORE		100	70	70	70	70	70	70	70	61	68,88	68,88	69%	31%	3,11
Design Index	Safety Factor	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25,0	25,0	25,0%	0,0%	0,00
	Fatigue	15	2	3	3	3	4	4	4	5	3,5	3,5	3,5%	11,5%	1,15
	Surge Potential	10	10	10	10	10	10	10	10	5	9,4	9,4	9,4%	0,6%	0,06
	Integrity Verification	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	25,0%	2,50
	Stability	25	25	25	25	25	25	25	25	20	24,4	24,4	24,4%	0,6%	0,06
TOTAL SCORE		100	62	63	63	63	64	64	64	55	62,25	62,3	62,3%	37,8%	3,78
Incorrect Operation Index	Design														
	Hazard Identification	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4,0	4,0	4,0%	0,0%	0,00
	MOP Potential	12	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	2,0%	0,20
	Safety System	10	6	6	6	6	6	6	6	6	6,0	6,0	6,0%	4,0%	0,40
	Material Selection	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Checks	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Construction														
	Inspection	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
	Materials	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Joining	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Backfilling	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Handling	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Coating	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Operation														
	Procedures	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7,0	7,0	7,0%	0,0%	0,00
	SCADA/communications	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	3,0%	0,30
	Drug Testing	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Safety Programs	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Surveys/maps/records	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,0	5,0	5,0%	0,0%	0,00
	Training	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
	Mechanical error preventers	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6,0	6,0	6,0%	0,0%	0,00
	Maintenance														
	Documentation	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Schedule	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	3,0%	0,30
	Procedures	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
TOTAL SCORE		100	88	88	88	88	88	88	88	88	88,00	88,00	88,0%	12,0%	1,20

PERHITUNGAN PROBABILITY OF FAILURE PIPA 10" MGL FPRO-ECOM

FAKTOR	VARIABEL	NILAI MAKS.	10" MGL FPRO - ECOM												
			KP 0 – 4	KP 4 – 8	KP 8 – 12	KP 12 – 16	KP 16 – 20	KP 20 – 24	KP 24 – 28	KP 28 – 32	Average Point	Average Score	Chance of Success	Chance of Failure	PoF
Third Party Damage Index	Depth of Cover	20	8	8	8	8	8	9	9	10	8,5	8,5	8,5%	11,5%	1,15
	Activity Level	25	8	8	8	8	0	8	8	8	7,0	7,0	7,0%	18,0%	1,80
	Aboveground Facilities	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
	Damage Prevention	20	9	9	9	9	9	9	9	9	9,0	9,0	9,0%	11,0%	1,10
	Right-of-Way Condition	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	5,0%	0,50
	Patrol Frequency	20	20	15	15	10	4	10	15	20	13,6	13,6	13,6%	6,4%	0,64
TOTAL SCORE		100	55	50	50	45	31	46	51	57	48,13	48,13	48%	52%	5,19
Corrosion Index	Product Corrosivity	13	9	9	9	9	9	9	9	9	9,0	9,0	9,0%	4,0%	0,40
	Internal Protection	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12,0	12,0	12,0%	0,0%	0,00
	Water Corrosivity	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	15,0%	1,50
	Mechanical Corrosion	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,0	5,0	5,0%	0,0%	0,00
	Cathodic Protection Effectiveness	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20,0	20,0	20,0%	0,0%	0,00
	Interference Potential	10	10	10	10	10	10	10	10	1	8,9	8,9	8,9%	1,1%	0,11
	Coating Fitness	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12,0	12,0	12,0%	-2,0%	-0,20
	Coating Condition	15	13	13	13	13	13	13	13	13	13,0	13,0	13,0%	2,0%	0,20
TOTAL SCORE		100	81	81	81	81	81	81	81	72	79,88	79,88	80%	20%	2,01
Design Index	Safety Factor	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25,0	25,0	25,0%	0,0%	0,00
	Fatigue	15	7	7	7	7	7	7	7	7	7,0	7,0	7,0%	8,0%	0,80
	Surge Potential	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
	Integrity Verification	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25,0	25,0	25,0%	0,0%	0,00
	Stability	25	25	25	25	25	25	25	25	20	24,4	24,4	24,4%	0,6%	0,06
TOTAL SCORE		100	92	92	92	92	92	92	92	87	91,38	91,4	91,4%	8,6%	0,86
Incorrect Operation Index	Design														
	Hazard Identification	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4,0	4,0	4,0%	0,0%	0,00
	MOP Potential	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12,0	12,0	12,0%	0,0%	0,00
	Safety System	10	6	6	6	6	6	6	6	6	6,0	6,0	6,0%	4,0%	0,40
	Material Selection	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Checks	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Construction														
	Inspection	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
	Materials	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Joining	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Backfilling	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Handling	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Coating	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Operation														
	Procedures	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7,0	7,0	7,0%	0,0%	0,00
	SCADA/communications	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	3,0%	0,30
	Drug Testing	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Safety Programs	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Surveys/maps/records	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,0	5,0	5,0%	0,0%	0,00
	Training	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
	Mechanical error preventers	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6,0	6,0	6,0%	0,0%	0,00
	Maintenance														
	Documentation	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Schedule	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3,0	3,0	3,0%	0,0%	0,00
	Procedures	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
TOTAL SCORE		100	93	93	93	93	93	93	93	93	93,00	93,00	93,0%	7,0%	0,70

PERHITUNGAN PROBABILITY OF FAILURE PIPA 16" MOL FFA-UPRO

FAKTOR	VARIABEL	NILAI MAKS.	16" MOL FFA - UPRO												
			KP 0 – 4	KP 4 – 8	KP 8 – 12	KP 12 – 16	KP 16 – 20	KP 20 – 24	KP 24 – 28	KP 28 – 32	Average Point	Average Score	Chance of Success	Chance of Failure	PoF
Third Party Damage Index	Depth of Cover	20	6	6	6	6	6	6	6	6	6,0	6,0	6,0%	14,0%	1,40
	Activity Level	25	8	8	8	8	0	0	8	8	6,0	6,0	6,0%	19,0%	1,90
	Aboveground Facilities	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
	Damage Prevention	20	9	9	9	9	9	9	9	9	9,0	9,0	9,0%	11,0%	1,10
	Right-of-Way Condition	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	5,0%	0,50
	Patrol Frequency	20	15	15	15	10	4	10	15	20	13,0	13,0	13,0%	7,0%	0,70
TOTAL SCORE		100	48	48	48	43	29	35	48	53	44,00	44,00	44%	56%	5,60
Corrosion Index	Product Corrosivity	13	5	5	5	5	5	5	5	5	5,0	5,0	5,0%	8,0%	0,80
	Internal Protection	12	4	4	4	4	4	4	4	4	4,0	4,0	4,0%	8,0%	0,80
	Water Corrosivity	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	15,0%	1,50
	Mechanical Corrosion	5	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	3,0%	0,30
	Cathodic Protection Effectiveness	20	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	10,0%	1,00
	Interference Potential	10	5	5	5	5	5	5	5	5	5,0	5,0	5,0%	5,0%	0,50
	Coating Fitness	12	9	9	9	9	9	9	9	9	9,0	9,0	9,0%	3,0%	0,30
	Coating Condition	13	3	3	3	3	3	3	3	3	3,0	3,0	3,0%	10,0%	1,00
TOTAL SCORE		100	38	38	38	38	38	38	38	38	38,00	38,00	38%	62%	6,20
Design Index	Safety Factor	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25,0	25,0	25,0%	0,0%	0,00
	Fatigue	15	2	3	3	3	4	4	4	5	3,5	3,5	3,5%	11,5%	1,15
	Surge Potential	10	10	10	10	10	10	10	10	5	9,4	9,4	9,4%	0,6%	0,06
	Integrity Verification	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	25,0%	2,50
	Stability	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25,0	25,0	25,0%	0,0%	0,00
TOTAL SCORE		100	62	63	63	63	64	64	64	60	62,88	62,9	62,9%	37,1%	3,71
Incorrect Operation Index	Design														
	Hazard Identification	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4,0	4,0	4,0%	0,0%	0,00
	MOP Potential	12	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	2,0%	0,20
	Safety System	10	6	6	6	6	6	6	6	6	6,0	6,0	6,0%	4,0%	0,40
	Material Selection	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Checks	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Construction														
	Inspection	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
	Materials	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Joining	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Backfilling	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Handling	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Coating	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Operation														
	Procedures	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7,0	7,0	7,0%	0,0%	0,00
	SCADA/communications	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	3,0%	0,30
	Drug Testing	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Safety Programs	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Surveys/maps/records	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,0	5,0	5,0%	0,0%	0,00
	Training	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
	Mechanical error preventers	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6,0	6,0	6,0%	0,0%	0,00
	Maintenance														
	Documentation	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	2,0%	0,20
	Schedule	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	3,0%	0,30
	Procedures	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
TOTAL SCORE		100	86	86	86	86	86	86	86	86	86,00	86,00	86,0%	14,0%	1,40

PERHITUNGAN LEAK IMPACT FACTOR

FAKTOR	VARIABEL	Bobot	16" MOL FPRO - ECOM		10" MOL FPRO - ECOM		16" MOL FFA-UPRO	
			POINT	SCORE	POINT	SCORE	POINT	SCORE
Environment	Receptor	15	13,5	2,025	1,5	0,225	1,5	0,225
	Spill and Dispersion	15	9	1,35	3	0,45	3	0,45
	Emergency Response							
Safety	Safety to Operator	15	12	1,8	12	1,8	0	0
	Safety to Public	15	10	1,5	10	1,5	8	1,2
	H2S	10	2	0,2	2	0,2	6	0,6
Production	Production Loss	30	8	2,4	2	0,6	0	0
TOTAL		100	54,5	9,275		4,775		2,475

Asumsi : 16" MOL FFA-UPRO shutdown, sudah didepressurized, dipreservasi oleh water

10" MGL FPRO-ECOM, pipa baru, full gas

16" MOL FPRO-ECOM, pipa lama, oil pipeline, konsekuensi paling tinggi

PERHITUNGAN RISIKO RELATIF SEBELUM PEMILIHAN ALTERNATIF

Faktor	16" MOL FPRO - ECOM				10" MGL FPRO - ECOM				16" MOL FFA-UPRO			
	Index Sum	PoF	CoF	RR	Index Sum	PoF	CoF	RR	Index Sum	PoF	CoF	RR
Third Party Damage Index	59,88	4,01	9,275	6,456	48,125	5,19	4,775	10,079	44,000	5,60	2,475	17,778
Corrosion Index	68,88	3,11	9,275	7,426	79,875	2,01	4,775	16,728	38,000	6,20	2,475	15,354
Design Index	62,25	3,78	9,275	6,712	91,375	0,86	4,775	19,136	62,875	3,71	2,475	25,404
Incorrect Operation Index	88,00	1,20	9,275	9,488	93,000	0,70	4,775	19,476	86,000	1,40	2,475	34,747
Total	279,00	7,74	9,275	30,081	312,375	6,73	4,775	65,419	230,875	9,10	2,475	93,283

PERHITUNGAN MATRIX RISIKO SEBELUM PEMILIHAN ALTERNATIF

Faktor	16" MOL FPRO - ECOM			10" MGL FPRO - ECOM			16" MOL FFA-UPRO		
	PoF	CoF	RISK	PoF	CoF	RISK	PoF	CoF	RISK
Third Party Damage Index	3	E	3E	3	C	3C	3	B	3B
Corrosion Index	2	E	2E	2	C	2C	4	B	4B
Design Index	2	E	2E	1	C	1C	2	B	2B
Incorrect Operation Index	1	E	1E	1	C	1C	1	B	1B
Total	4	E	4E	4	C	4C	5	B	5B

PoF	>8	5
	6-8	4
	4-6	3
	2-4	2
	<2	1

5A	5B	5C	5D	5E	5F
4A	4B	4C	4D	4E	4F
3A	3B	3C	3D	3E	3F
2A	2B	2C	2D	2E	2F
1A	1B	1C	1D	1E	1F

A	B	C	D	E	F
<2	2-4	4-6	6-8	8-10	>10
CoF					

PERHITUNGAN PROBABILITY OF FAILURE PIPA 16" MOL FPRO-ECOM, SEBELUM PEMILIHAN ALTERNATIF

FAKTOR	VARIABEL	NILAI MAKS.	16" MOL FPRO - ECOM												
			KP 0 – 4	KP 4 – 8	KP 8 – 12	KP 12 – 16	KP 16 – 20	KP 20 – 24	KP 24 – 28	KP 28 – 32	Average Point	Average Score	Chance of Success	Chance of Failure	PoF
Third Party Damage Index	Depth of Cover	20	10	10	8	8	8	10	10	10	9,3	9,3	9,3%	10,8%	1,08
	Activity Level	25	15	15	15	9	1	15	15	15	12,5	12,5	12,5%	12,5%	1,25
	Aboveground Facilities	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
	Damage Prevention	20	12	12	12	9	9	9	12	12	10,9	10,9	10,9%	9,1%	0,91
	Right-of-Way Condition	5	5	3	3	3	0	3	3	5	3,1	3,1	3,1%	1,9%	0,19
	Patrol Frequency	20	20	15	13	8	8	14	15	20	14,1	14,1	14,1%	5,9%	0,59
TOTAL SCORE		100	72	65	61	47	36	61	65	72	59,88	59,88	60%	40%	4,01
Corrosion Index	Product Corrosivity	13	5	5	5	5	5	5	5	5	5,0	5,0	5,0%	8,0%	0,80
	Internal Protection	12	9	9	9	9	9	9	9	9	9,0	9,0	9,0%	3,0%	0,30
	Water Corrosivity	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	15,0%	1,50
	Mechanical Corrosion	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,0	5,0	5,0%	0,0%	0,00
	Cathodic Protection Effectiveness	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20,0	20,0	20,0%	0,0%	0,00
	Interference Potential	10	10	10	10	10	10	10	10	1	8,9	8,9	8,9%	1,1%	0,11
	Coating Fitness	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12,0	12,0	12,0%	0,0%	0,00
	Coating Condition	13	9	9	9	9	9	9	9	9	9,0	9,0	9,0%	4,0%	0,40
TOTAL SCORE		100	70	70	70	70	70	70	70	61	68,88	68,88	69%	31%	3,11
Design Index	Safety Factor	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25,0	25,0	25,0%	0,0%	0,00
	Fatigue	15	2	3	3	3	4	4	4	5	3,5	3,5	3,5%	11,5%	1,15
	Surge Potential	10	10	10	10	10	10	10	10	5	9,4	9,4	9,4%	0,6%	0,06
	Integrity Verification	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	25,0%	2,50
	Stability	25	25	25	25	25	25	25	25	20	24,4	24,4	24,4%	0,6%	0,06
TOTAL SCORE		100	62	63	63	63	64	64	64	55	62,25	62,3	62,3%	37,8%	3,78
Incorrect Operation Index	Design														
	Hazard Identification	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4,0	4,0	4,0%	0,0%	0,00
	MOP Potential	12	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	2,0%	0,20
	Safety System	10	6	6	6	6	6	6	6	6	6,0	6,0	6,0%	4,0%	0,40
	Material Selection	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Checks	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Construction														
	Inspection	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
	Materials	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Joining	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Backfilling	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Handling	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Coating	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Operation														
	Procedures	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7,0	7,0	7,0%	0,0%	0,00
	SCADA/communications	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	3,0%	0,30
	Drug Testing	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Safety Programs	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Surveys/maps/records	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,0	5,0	5,0%	0,0%	0,00
	Training	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
	Mechanical error preventers	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6,0	6,0	6,0%	0,0%	0,00
	Maintenance														
	Documentation	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Schedule	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	3,0%	0,30
	Procedures	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
TOTAL SCORE		100	88	88	88	88	88	88	88	88	88,00	88,00	88,0%	12,0%	1,20

PERHITUNGAN PROBABILITY OF FAILURE PIPA 16" MOL FPRO-ECOM, SETELAH PEMILIHAN ALTERNATIF

FAKTOR	VARIABEL	NILAI MAKS.	16" MOL FPRO - ECOM												
			KP 0 – 4	KP 4 – 8	KP 8 – 12	KP 12 – 16	KP 16 – 20	KP 20 – 24	KP 24 – 28	KP 28 – 32	Average Point	Average Score	Chance of Success	Chance of Failure	PoF
Third Party Damage Index	Depth of Cover	20	10	10	10	10	13	10	10	10	10,4	10,4	10,4%	9,6%	0,96
	Activity Level	25	15	25	25	15	8	15	25	15	17,9	17,9	17,9%	7,1%	0,71
	Aboveground Facilities	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
	Damage Prevention	20	12	12	12	12	12	12	12	12	12,0	12,0	12,0%	8,0%	0,80
	Right-of-Way Condition	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,0	5,0	5,0%	0,0%	0,00
	Patrol Frequency	20	20	20	15	15	20	15	20	20	18,1	18,1	18,1%	1,9%	0,19
TOTAL SCORE		100	72	82	77	67	68	67	82	72	73,38	73,38	73%	27%	2,66
Corrosion Index	Product Corrosivity	13	5	5	5	5	5	5	5	5	5,0	5,0	5,0%	8,0%	0,80
	Internal Protection	12	9	9	9	9	9	9	9	9	9,0	9,0	9,0%	3,0%	0,30
	Water Corrosivity	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	15,0%	1,50
	Mechanical Corrosion	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,0	5,0	5,0%	0,0%	0,00
	Cathodic Protection Effectiveness	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20,0	20,0	20,0%	0,0%	0,00
	Interference Potential	10	10	10	10	10	10	10	10	1	8,9	8,9	8,9%	1,1%	0,11
	Coating Fitness	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12,0	12,0	12,0%	0,0%	0,00
	Coating Condition	13	9	9	9	9	9	9	9	9	9,0	9,0	9,0%	4,0%	0,40
TOTAL SCORE		100	70	70	70	70	70	70	70	61	68,88	68,88	69%	31%	3,11
Design Index	Safety Factor	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25,0	25,0	25,0%	0,0%	0,00
	Fatigue	15	2	3	3	3	4	4	4	5	3,5	3,5	3,5%	11,5%	1,15
	Surge Potential	10	10	10	10	10	10	10	10	5	9,4	9,4	9,4%	0,6%	0,06
	Integrity Verification	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	25,0%	2,50
	Stability	25	25	25	25	25	25	25	25	20	24,4	24,4	24,4%	0,6%	0,06
TOTAL SCORE		100	62	63	63	63	64	64	64	55	62,25	62,3	62,3%	37,8%	3,78
Incorrect Operation Index	Design														
	Hazard Identification	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4,0	4,0	4,0%	0,0%	0,00
	MOP Potential	12	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	2,0%	0,20
	Safety System	10	6	6	6	6	6	6	6	6	6,0	6,0	6,0%	4,0%	0,40
	Material Selection	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Checks	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Construction														
	Inspection	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
	Materials	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Joining	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Backfilling	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Handling	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Coating	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Operation														
	Procedures	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7,0	7,0	7,0%	0,0%	0,00
	SCADA/communications	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	3,0%	0,30
	Drug Testing	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Safety Programs	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Surveys/maps/records	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5,0	5,0	5,0%	0,0%	0,00
	Training	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
	Mechanical error preventers	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6,0	6,0	6,0%	0,0%	0,00
	Maintenance														
	Documentation	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0%	0,0%	0,00
	Schedule	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0%	3,0%	0,30
	Procedures	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10,0	10,0	10,0%	0,0%	0,00
TOTAL SCORE		100	88	88	88	88	88	88	88	88	88,00	88,00	88,0%	12,0%	1,20

PERHITUNGAN RELATIF RISK PIPA 16" MOL FPRO-ECOM SEBELUM PEMILIHAN ALTERNATIF

Section	16" MOL FPRO - ECOM			
	Index Sum	PoF	CoF	RR
KP 0 – 4	72,00	2,80	9,275	7,763
KP 4 – 8	65,00	3,50	9,275	7,008
KP 8 – 12	61,00	3,90	9,275	6,577
KP 12 – 16	47,00	5,30	9,275	5,067
KP 16 – 20	36,00	6,40	9,275	3,881
KP 20 – 24	61,00	3,90	9,275	6,577
KP 24 – 28	65,00	3,50	9,275	7,008
KP 28 – 32	72,00	2,80	9,275	7,763

PERHITUNGAN MATRIX RISIKO PIPA 16" MOL FPRO-ECOM SEBELUM PEMILIHAN ALTERNATIF

Section	16" MOL FPRO - ECOM		
	PoF	CoF	RISK
KP 0 – 4	2	E	2E
KP 4 – 8	2	E	2E
KP 8 – 12	2	E	2E
KP 12 – 16	3	E	3E
KP 16 – 20	4	E	4E
KP 20 – 24	2	E	2E
KP 24 – 28	2	E	2E
KP 28 – 32	2	E	2E

PoF	>8	5
	6-8	4
	4-6	3
	2-4	2
	<2	1

5A	5B	5C	5D	5E	5F
4A	4B	4C	4D	4E	4F
3A	3B	3C	3D	3E	3F
2A	2B	2C	2D	2E	2F
1A	1B	1C	1D	1E	1F

A	B	C	D	E	F
<2	2-4	4-6	6-8	8-10	>10
CoF					

PERHITUNGAN RELATIF RISK PIPA 16" MOL FPRO-ECOM SETELAH PEMILIHAN ALTERNATIF

Section	16" MOL FPRO - ECOM			
	Index Sum	PoF	CoF	RR
KP 0 – 4	72,00	2,80	9,275	7,763
KP 4 – 8	82,00	1,80	9,275	8,841
KP 8 – 12	77,00	2,30	9,275	8,302
KP 12 – 16	67,00	3,30	9,275	7,224
KP 16 – 20	68,00	3,20	9,275	7,332
KP 20 – 24	67,00	3,30	9,275	7,224
KP 24 – 28	82,00	1,80	9,275	8,841
KP 28 – 32	72,00	2,80	9,275	7,763

PERHITUNGAN MATRIX RISIKO PIPA 16" MOL FPRO-ECOM SETELAH PEMILIHAN ALTERNATIF

Section	16" MOL FPRO - ECOM		
	PoF	CoF	RISK
KP 0 – 4	2	E	2E
KP 4 – 8	1	E	1E
KP 8 – 12	2	E	2E
KP 12 – 16	2	E	2E
KP 16 – 20	2	E	2E
KP 20 – 24	2	E	2E
KP 24 – 28	1	E	1E
KP 28 – 32	2	E	2E



PoF	>8	5
	6-8	4
	4-6	3
	2-4	2
	<2	1

5A	5B	5C	5D	5E	5F
4A	4B	4C	4D	4E	4F
3A	3B	3C	3D	3E	3F
2A	2B	2C	2D	2E	2F
1A	1B	1C	1D	1E	1F

A	B	C	D	E	F
<2	2-4	4-6	6-8	8-10	>10
CoF					